

**UNIVERSIDAD CENTRAL DEL
ECUADOR**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN
GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y
AMBIENTAL**

**TESIS DE GRADO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN TÉCNICA-
ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN
LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-
YUCA SUR**

AUTOR

JARA ROMERO ISRAEL GUSTAVO

TUTOR

ING. VÍCTOR PAREDES

AUSPICIADO POR

CONSORCIO PETROSUD-PETRORIVA

QUITO, 2012

DEDICATORIA

Dedico a Dios este trabajo de tesis, puesto que me ha brindado la sabiduría y me ha apoyado en los momentos más difíciles guiándome con valores como la responsabilidad, la honestidad, la puntualidad y respeto.

Dedico este trabajo de tesis a Gustavo, Olivia y Sarita puesto que me han brindado el apoyo y fortaleza en el desarrollo de este, ayudándome a concluir satisfactoriamente este trabajo.

Dedico este trabajo de tesis a mi director de tesis el ingeniero Víctor Hugo Paredes y a los ingenieros Jorge Erazo, César Ruiz y Marco Guerra, miembros del tribunal quienes me han brindado su sabiduría para la elaboración del mismo.

Dedico este trabajo a los Ing. Iván Peñaherrera, Dorian Jaramillo, María José Rivera y Hugo Simba puesto que por su apertura y su apoyo he logrado culminar el mismo.

AGRADECIMIENTOS

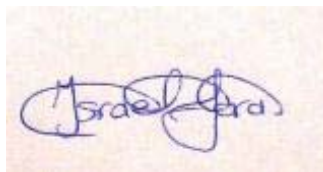
Quiero agradecerte en primer lugar a ti papito Dios por tu misericordia, por darme la oportunidad de poder formar parte de tu vida, por ser la luz del camino. En realidad te doy gracias por todo lo que me has dado y has puesto en mi vida, por mis padres y hermanos, por las autoridades, por los maestros, por los amigos, por las circunstancias del diario vivir y porque me has permitido culminar este trabajo de tesis.

Gracias Universidad Central del Ecuador por el conocimiento brindado, de igual forma a mi tutor de tesis el Ing. Víctor Hugo Paredes y a los miembros de tribunal Ing. Jorge Erazo, Ing. César Ruiz e Ing. Marco Guerra por este tiempo que han invertido en mi con su guía para que pueda llevar a cabo este trabajo de tesis.

Quiero expresar mis agradecimientos de manera especial también a los ingenieros Iván Peñaherrera, Dorian Jaramillo, María José Rivera, Hugo Simba y a todos los que conforman el Consorcio Petrosud-Petroriva.

INFORME DE AUTORIZACIÓN DEL AUTOR, PARA SU PUBLICACIÓN

Jara Romero Israel Gustavo, Egresado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, autor de la tesis denominada “EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-YUCA SUR”, ceden los derechos de autoría a la Universidad Central del Ecuador, Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental para que realice la difusión correspondiente en la Biblioteca Virtual que la facultad está implementando.



Israel Jara Romero

AUTOR

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Grado, presentado por el señor Israel Gustavo Jara Romero para optar el título o Grado de Ingeniero de Petróleos cuya tesis se denomina: “EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-YUCA SUR”, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito, a los 18 días del mes de junio del 2012

Ing. Víctor Paredes

TUTOR DE TESIS

INFORME DE APROBACIÓN JURADO O TRIBUNAL

El tribunal de tesis, integrado por el Ing. Jorge Erazo, Ing. César Ruiz e Ing. Marco Guerra

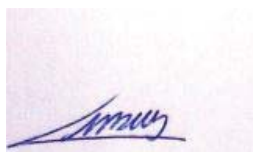
DECLARAN:

Que la presente tesis denominada: “EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-YUCA SUR” ha sido elaborada íntegramente por el señor Israel Gustavo Jara Romero, egresado de la carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.



Ing. Jorge Erazo

MIEMBRO DEL TRIBUNAL DELEGADO POR EL SEÑOR SUBDECANO



Ing. César Ruiz



Ing. Marco Guerra

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	II
AGRADECIMIENTOS	III
INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR.....	V
INFORME DE APROBACIÓN JURADO O TRIBUNAL.....	VI
ÍNDICE DE CONTENIDOS	VII
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIX
RESUMEN DOCUMENTAL.....	XXIV
DOCUMENTAL SUMMARY	XXVI
CAPÍTULO I.....	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1. Enunciado del Tema	1
1.2. Descripción del Problema.....	1
1.3. Justificación	2
1.4. Objetivos	3
1.4.1. Objetivo General.....	3

1.4.2. Objetivos Específicos	3
1.5. Factibilidad y Accesibilidad	4
1.5.1. Factibilidad	4
1.5.2. Accesibilidad	4
CAPÍTULO II.....	5
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1. Marco institucional	5
2.2. Marco legal	5
2.3. Marco ético	6
2.4. Marco teórico.....	6
2.4.1. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-YUCA SUR	6
2.4.1.1. Ubicación geográfica de los campos Pindo y Palanda Yuca Sur	6
2.4.1.2. Reseña Histórica.....	9
2.4.1.3. Características geológicas de los campos Pindo y Palanda	10
2.4.1.3.1. Marco estructural	10
2.4.1.4. Características de Producción de los campos Pindo y Palanda	17
2.4.1.4.1. Mecanismos de producción	17
2.4.1.4.2. Sistemas de producción.....	19
2.4.1.4.3. Reacondicionamiento de pozos.....	20
2.4.1.4.4. Recuperación secundaria	21
2.4.1.4.5. Tasa de producción actual	24
2.4.1.4.7. Facilidades de producción	25
2.4.1.4.8. Datos petrofísicos	29
2.4.1.4.9. Análisis PVT	29
2.4.1.5. Reservas	31
2.4.1.5.1. Reservas probadas	31
2.4.1.5.2. Reservas remanentes	32
2.4.1.6. Análisis de pruebas de presión.....	33
2.4.1.6.1. Tipos de pruebas de presión	35
2.4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	39

2.4.2.1. Sistemas de levantamiento artificial	39
2.4.2.2. Tipos de sistemas de levantamiento artificial	40
2.4.2.3. BOMBEO MECÁNICO	41
2.4.2.3.1. Equipos de superficie.....	42
2.4.2.3.2. Equipos de fondo	43
2.4.2.3.3. Tipos de completaciones de bombeo mecánico más usadas	47
2.4.2.3.4. Parámetros de aplicación	51
2.4.2.3.5. Ventajas del bombeo mecánico.....	52
2.4.2.3.6. Desventajas del bombeo mecánico	52
2.4.2.2. BOMBEO HIDRÁULICO	53
2.4.2.5. Circuito abierto	53
2.4.2.6. Circuito cerrado.....	53
2.4.2.7. Bombeo hidráulico tipo pistón	54
2.4.2.7.1. Ventajas del bombeo hidráulico tipo pistón	55
2.4.2.7.2. Desventajas del bombeo hidráulico tipo pistón	56
2.4.2.7.3. Parámetros de aplicación	57
2.4.2.8. Bombeo hidráulico tipo jet.....	57
2.4.2.8.1. Ventajas del bombeo hidráulico tipo jet	58
2.4.2.8.2. Desventajas del bombeo hidráulico tipo jet	59
2.4.2.8.3. Parámetros de aplicación	59
2.4.2.9. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	60
2.4.2.9.1. Equipos de superficie.....	61
2.4.2.9.2. Equipos de fondo	62
2.4.2.9.3. Parámetros de aplicación	69
2.4.2.9.4. Ventajas del sistema electrosumergible	69
2.4.2.9.5. Limitaciones del sistema electrosumergible	70
2.4.2.10. LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT	70
2.4.2.10.1. Bombeo neumático continuo	71
2.4.2.10.2. Bombeo neumático intermitente	71
2.4.2.10.3. Equipos de superficie.....	71
2.4.2.10.4. Equipos de subsuelo.....	72
2.4.2.10.5. Ventajas del sistema gas lif	72
2.4.2.10.6. Desventajas del sistema gas lif.....	73
2.4.2.10.7. Parámetros de aplicación del método	73
2.4.3. EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-YUCA SUR.....	74

2.4.3.1. Descripción física de los pozos.....	74
2.4.3.2. Historiales de producción y presiones	77
2.4.3.3. Determinación de las propiedades de los fluidos	77
2.4.3.3. Flujo Multifásico en Tuberías	94
2.4.3.4. Índice de Productividad.....	97
2.4.3.5. Análisis Nodal	98
2.4.3.6. Determinación del punto de operación de los sistemas BES de los pozos seleccionados	132
2.4.3.6. Rediseño de los sistemas de levantamiento artificial	164
2.4.4. DISEÑO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LOS POZOS SELECCIONADOS	172
2.4.4.1. Parámetros de comparación entre los tipos de bombas y sistemas de levantamiento	172
2.4.4.2. DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	174
2.4.4.2.1. Generalidades.....	174
2.4.4.2.2. Principio de funcionamiento.....	174
2.4.4.2.3. Sistema de bombeo tipo jet	175
2.4.4.2.4. Ecuaciones de diseño.....	176
2.4.4.2.5. Secuencia de cálculos para el diseño	178
2.4.4.3. DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN	183
2.4.4.3.1. Generalidades.....	183
2.4.4.3.2. Principio de funcionamiento.....	183
2.4.4.3.3. Sistema de bombeo tipo pistón.....	184
2.4.4.3.4. Consideraciones de diseño.....	185
2.4.4.3.5. Ecuaciones de diseño.....	185
2.4.4.4. DISEÑO DE BOMBEO MECÁNICO	201
2.4.4.5. Factores de diseño	201
2.4.4.5.1. Bomba de subsuelo	201
2.4.4.5.2. Tasa de producción	202
2.4.4.5.3. Manejo de sólidos	202
2.4.4.5.4. Profundidad y sarta de varillas.....	203
2.4.4.5.5. Cargas en las varillas y en la caja de engranes	204
2.4.4.6. Métodos de diseño.....	204
2.4.4.6.1. Método API RP-11L	204
2.4.4.6.2. Método API Modificado.....	205
2.4.4.6.3. Método de la ecuación de onda.....	205

2.4.4.6.4. Diseño de sarta de varillas.....	205
2.4.4.6.5. Software Echometer Qrod	207
2.4.4.7. Secuencia de cálculos para el diseño	207
2.4.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	225
2.4.5.1. Parámetros Económicos.....	226
2.4.5.3. Elaboración del flujo de caja	228
2.4.5.4. Cálculo del VAN y TIR	229
2.4.5.5. Rentabilidad del Proyecto	251
2.4.5.2. Análisis de resultados	251
CAPÍTULO III.....	255
3. DISEÑO METODOLÓGICO	255
3.1. Tipo de estudio.....	255
3.2. Universo y muestra.....	255
3.3. Métodos y técnicas de la recolección de datos.....	256
3.4. Análisis e interpretación de datos	257
CAPÍTULO IV	258
4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS.....	258
4.1. Condiciones para la selección	258
4.1.1. Características del fluido a producir	258
4.1.2. Resultados de la evaluación técnica	258
4.1.3. Resultados del análisis económico	261
4.2. Selección de los sistemas de Levantamiento Artificial	264
CAPÍTULO V	266
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	266

5.1. Conclusiones.....	266
5.2. Recomendaciones	269
CAPÍTULO VI	272
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	272
CAPÍTULO VII	273
7.1 SIMBOLOGÍA.....	273
7.2 APÉNDICES Y ANEXOS.....	276

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO # 1 Mapas estructurales del campo Pindo	276
ANEXO # 2 Mapas estructurales del campo Palanda Yuca-Sur	282
ANEXO # 3 Columna Estratigráfica del Oriente	286
ANEXO # 4 Historiales de producción del campo Pindo	287
ANEXO # 5 Historiales de producción del campo Palanda-Yuca Sur	290
ANEXO # 6 Diagramas de completaciones de pozos	293
ANEXO # 7 Esquema de facilidades de la estación Pindo.....	309
ANEXO # 8 Esquema de facilidades de la estación Palanda.....	310
ANEXO # 9 Propiedades petrofísicas de los fluidos del campo Pindo.....	311
ANEXO # 10 Propiedades petrofísicas de los fluidos del campo Palanda-Yuca Sur.....	314
ANEXO # 11 Pruebas de presión	316
ANEXO # 12 Curvas de comportamiento de las bombas BES a 60 hz	321
ANEXO # 13 Datos del Contrapeso.....	336
ANEXO # 14 Geometrías de bombas jet de la compañía KOBE	337
ANEXO # 15 Especificaciones de bombas tipo pistón - Kobe.....	338
ANEXO # 16 Historiales de reacondicionamiento del Campo Pindo	340
ANEXO # 17 Historiales de Reacondicionamiento del campo Palanda-Yuca Sur.....	346

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2. 1 MEJORES RESERVORIOS PRODUCTORES POR POZO	2
TABLA 2. 2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PINDO	20
TABLA 2. 3 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PALANDA-YUCA SUR.....	20
TABLA 2. 4 TASA DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO PINDO POR POZO	25
TABLA 2. 5 TASA DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO PALANDA-YUCA SUR POR POZO	25
TABLA 2. 6 CAPACIDADES ESTACIÓN PINDO	26
TABLA 2. 7 LOCACIONES Y POZOS CAMPO PINDO	26
TABLA 2. 8 CAPACIDADES ESTACIÓN PALANDA-YUCA SUR.....	28
TABLA 2. 9 CAPACIDADES SUBESTACIÓN YUCA SUR 02	28
TABLA 2. 10 CARACTERÍSTICAS PVT DE LOS RESERVORIOS DE LOS CAMPOS AUCA, YUCA Y YULEBRA	30
TABLA 2. 11 CARACTERÍSTICAS PVT DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO PINDO	31
TABLA 2. 12 CARACTERÍSTICAS PVT DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO PALANDA-YUCA SUR.....	31
TABLA 2. 13 CÁLCULO DE LAS RESERVAS R1, R2, R3 CAMPO PINDO, MÉTODO VOLUMÉTRICO	32
TABLA 2. 14 CÁLCULO DE LAS RESERVAS R1, R2, R3 CAMPOS PALANDA-YUCA SUR MÉTODO VOLUMÉTRICO	33
TABLA 2. 15 PARÁMETROS OBTENIDOS DE PRUEBAS DE POZOS	34
TABLA 2. 16 DESCRIPCIÓN FÍSICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS	76
TABLA 2. 17 DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	77
TABLA 2. 18 DATOS BÁSICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	91
TABLA 2. 19 CÁLCULOS DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN	91
TABLA 2. 20 CÁLCULOS DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO SATURADO	92
TABLA 2. 21 CÁLCULOS DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS	93
TABLA 2. 22 CÁLCULOS DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LA MEZCLA	94
TABLA 2. 23 CÁLCULOS DEL GASTO MÁSSICO	94
TABLA 2. 24 CÁLCULOS DE LAS PERDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.....	97
TABLA 2. 25 CÁLCULOS DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS	98
TABLA 2. 26 RANGOS ÓPTIMOS DE LA CURVA DEL OUTFLOW	102
TABLA 2. 27 DATOS PARA LA HOJA DE CÁLCULO	106

TABLA 2. 28 TABLA DE INGRESO DE DATOS PARA EL SOFTWARE PIPESIM 2008 DEMO.....	115
TABLA 2. 29 TABLA DE INGRESO DE DATOS PARA EL SOFTWARE PIPESIM 2008 DEMO.....	116
TABLA 2. 30 CAUDALES Y TDH'S A 60 HZ DE LA BOMBA FC4300 A 60 HZ; 292 ETAPAS; POZO PINDO 5.....	135
TABLA 2. 31 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P35 DEL POZO PINDO 5	137
TABLA 2. 32 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P47 DEL POZO PINDO 6	139
TABLA 2. 33 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P47 DEL POZO PINDO 7	141
TABLA 2. 34 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA FC1200 DEL POZO PINDO 9.....	143
TABLA 2. 35 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA GC2200 DEL POZO PINDO 11	144
TABLA 2. 36 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA GC2200 DEL POZO PINDO 13	146
TABLA 2. 37 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P35 DEL POZO PINDO 14	148
TABLA 2. 38 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA FC650 DEL POZO PINDO ESTE-1	149
TABLA 2. 39 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P18 DEL POZO PALANDA 2.....	151
TABLA 2. 40 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P8 DEL POZO PALANDA 4.....	152
TABLA 2. 41 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P8 DEL POZO PALANDA 4.....	154
TABLA 2. 42 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P6 DEL POZO YUCA SUR 4	156
TABLA 2. 43 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA GC1150 DEL POZO YUCA SUR 12	157
TABLA 2. 44 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P6 DEL POZO YUCA SUR 14	159
TABLA 2. 45 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P12 DEL POZO YUCA SUR 19	160

TABLA 2. 46 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P6 DEL POZO PRIMAVERA 1.....	162
TABLA 2. 47 MODELOS DE BES	164
TABLA 2. 48 CÁLCULOS DEL REDISEÑO DE BES	170
TABLA 2. 49 CÁLCULOS DEL REDISEÑO DE BES	170
TABLA 2. 50 MODELOS DE BOMBAS DEL REDISEÑO	171
TABLA 2. 51 PARÁMETROS DE COMPARACIÓN ENTRE TIPOS DE BOMBAS HIDRÁULICAS	172
TABLA 2. 52 COMPARACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL..	173
TABLA 2. 53 DIMENSIONES DE LA UNIDAD C-640-365-144.....	209
TABLA 2. 54 GEOMETRÍA Y DIMENSIONES DE LA UNIDAD CONVENCIONAL API	209
TABLA 2. 55 DATOS DE DISEÑO PARA LAS UNIDADES API SUCKER ROD PUMPING210	
TABLA 2. 56 DIMENSIONES DE LA UNIDAD C-640-256-144.....	218
TABLA 2. 57 COSTOS OPERATIVOS ESTIMADOS PARA LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	230
TABLA 2. 58 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO.....	231
TABLA 2. 59 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO.....	231
TABLA 2. 60 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO	232
TABLA 2. 61 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL	233
TABLA 2. 62 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL	233
TABLA 2. 63 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL	234
TABLA 2. 64 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN	235
TABLA 2. 65 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN	235
TABLA 2. 66 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN	236
TABLA 2. 67 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL	237

TABLA 2. 68 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL	237
TABLA 2. 69 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL	238
TABLA 2. 70 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN	239
TABLA 2. 71 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN	239
TABLA 2. 72 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN	240
TABLA 2. 73 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL	241
TABLA 2. 74 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL	241
TABLA 2. 75 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL	242
TABLA 2. 76 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO	243
TABLA 2. 77 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO	243
TABLA 2. 78 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO	244
TABLA 2. 79 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON BES ACTUAL	245
TABLA 2. 80 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON BES ACTUAL	245
TABLA 2. 81 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 5 CON BES ACTUAL	246
TABLA 2. 82 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 13 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO	247
TABLA 2. 83 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO13 CON PROPUESTA DE BOMBEO H. TIPO JET	247
TABLA 2. 84 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO PINDO 13 CON PROPUESTA DE BOMBEO H. TIPO JET	248
TABLA 2. 85 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 13 CON BES ACTUAL	249

TABLA 2. 86 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO13 CON BES ACTUAL	249
TABLA 2. 87 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO PINDO 13 CON BES ACTUAL	250
TABLA 4. 1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS	258
TABLA 4. 2 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	259
TABLA 4. 3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO YUCA SUR 4.....	262
TABLA 4. 4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO YUCA SUR 14.....	262
TABLA 4. 5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO YUCA SUR 19.....	263
TABLA 4. 6 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO PINDO 5.....	263
TABLA 4. 7 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO PINDO 13.....	264

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2. 1 UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO PINDO	7
FIGURA 2. 2 UBICACIÓN LOS POZOS EN EL CAMPO PALANDA-YUCA SUR	8
FIGURA 2. 3 MAPA DE UBICACIÓN DE LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA- YUCA SUR .	8
FIGURA 2. 4 REPRESENTACIÓN DEL EMPUJE LATERAL	22
FIGURA 2. 5 REPRESENTACIÓN DEL EMPUJE LATERAL	22
FIGURA 2. 6 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE POZO PINDO 04.....	23
FIGURA 2. 7 COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS POZO PINDO 04	24
FIGURA 2. 8 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE PRUEBAS DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN	35
FIGURA 2. 9 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	36
FIGURA 2. 10 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE PRUEBAS DE INYECCIÓN	37
FIGURA 2. 11 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE PRUEBA FALLOFF	38
FIGURA 2. 12 SECUENCIA DEL BOMBEO MECÁNICO	44
FIGURA 2. 13 COMPLETACIÓN CONVENCIONAL.....	48
FIGURA 2. 14 DILUENTE POR EL ANULAR SIN EMPACADURA	50
FIGURA 2. 15 DILUENTE POR EL ANULAR CON EMPACADURA	51
FIGURA 2. 16 SISTEMA DE OPERACIÓN	54
FIGURA 2. 17 ESTRUCTURA INTERNA DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO PISTÓN.....	55
FIGURA 2. 18 COMPONENTES DE LA BOMBA JET	58
FIGURA 2. 19 COMPONENTES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	61
FIGURA 2. 20 ROTOR Y ESTATOR	65
FIGURA 2. 21 COMPONENTES DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	67
FIGURA 2. 22 SISTEMAS DE GAS LIFT CONTINUO Y DE GAS LIFT INTERMITENTE.....	71
FIGURA 2. 23 STANDING KATZ, FACTOR DE COMPRESIBILIDAD	82
FIGURA 2. 24 CURVA DE OFERTA DE ENERGÍA (INFLOW)	100
FIGURA 2. 25 CURVA DE DEMANDA DE ENERGÍA (OUTFLOW)	101
FIGURA 2. 26 RANGOS CARACTERÍSTICOS DE LA CURVA DE DEMANDA (OUTFLOW)	102
FIGURA 2. 27 VENTANA DEL SOFTWARE PIPESIM DEMO	105
FIGURA 2. 28 VENTANA DEL PIPESIM DEMO, CREACIÓN DEL MODELO DE POZO...	105
FIGURA 2. 29 TABLA DE DATOS EN MICROSOFT EXCEL	106
FIGURA 2. 30 CONFIGURACIÓN DE MACROS EN MICROSOFT EXCEL	107
FIGURA 2. 31 VENTANA DEL CÓDIGO EN EL EDITOR DE VBA	108

FIGURA 2. 32 CONFIGURACIÓN DEL SUBMENÚ REFERENCIAS EN LA VENTANA DEL EDITOR DE VBA	109
FIGURA 2. 33 INSTRUCCIONES PARA CREAR EL MODELO DE POSO EN LA VENTANA DEL CÓDIGO.....	110
FIGURA 2. 34 BOTONES EN LA VENTANA DE MICROSOFT EXCEL.....	111
FIGURA 2. 35 INSTRUCCIONES PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL EN LA VENTANA DEL CÓDIGO.....	112
FIGURA 2. 36 INSTRUCCIONES PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL EN LA VENTANA DEL CÓDIGO.....	112
FIGURA 2. 37 INSTRUCCIONES PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL EN LA VENTANA DEL CÓDIGO.....	113
FIGURA 2. 38 GRÁFICO DEL ANÁLISIS NODAL	113
FIGURA 2. 39 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 5, VARIABLE OUTFLOW ID TUBING	117
FIGURA 2. 40 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 6, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING....	118
FIGURA 2. 41 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 7, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING....	119
FIGURA 2. 42 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 9, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING....	120
FIGURA 2. 43 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 11, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING..	121
FIGURA 2. 44 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 13, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING..	122
FIGURA 2. 45 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 14, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING..	123
FIGURA 2. 46 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO ESTE-1, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING	124
FIGURA 2. 47 ANÁLISIS NODAL POZO PALANDA 2, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING	125
FIGURA 2. 48 ANÁLISIS NODAL POZO PALANDA 4, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING	126
FIGURA 2. 49 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 1, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING	127
FIGURA 2. 50 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 4, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING	128
FIGURA 2. 51 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 12, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING	129
FIGURA 2. 52 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 14, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING	130
FIGURA 2. 53 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 19, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING	131

FIGURA 2. 54 ANÁLISIS NODAL POZO PRIMAVERA 1, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING	132
FIGURA 2. 55 ZONAS DE OPERACIÓN DE LAS BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES	133
FIGURA 2. 56 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA FC4300 A 60 HZ; 292 ETAPAS; POZO PINDO 5	135
FIGURA 2. 57 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 5; P35; 292 ETAPAS	138
FIGURA 2. 58 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 6; P47; 166 ETAPAS	140
FIGURA 2. 59 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 7; P47; 166 ETAPAS	142
FIGURA 2. 60 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 9; FC1200; 452 ETAPAS	143
FIGURA 2. 61 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 11; P21; 172 ETAPAS	145
FIGURA 2. 62 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 13; GC2200; 202 ETAPAS	146
FIGURA 2. 63 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 14; P35; 312 ETAPAS	148
FIGURA 2. 64 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO ESTE-1; FC650; 492 ETAPAS	150
FIGURA 2. 65 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PALANDA 2; P18; 402 ETAPAS	151
FIGURA 2. 66 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PALANDA 4; P8; 405 ETAPAS	153
FIGURA 2. 67 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO YUCA SUR 1; P47; 166 ETAPAS	154
FIGURA 2. 68 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO YUCA SUR 4; P6; 380 ETAPAS	156
FIGURA 2. 69 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO YUCA SUR 12; GC1150; 237 ETAPAS	158
FIGURA 2. 70 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO YUCA SUR 14; P6; 405 ETAPAS	159
FIGURA 2. 71 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE , POZO YUCA SUR 19; P12; 380 ETAPAS	161
FIGURA 2. 72 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PRIMAVERA 1; P6; 386 ETAPAS	163
FIGURA 2. 73 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA JET	174

FIGURA 2. 74 PARTES DE LA BOMBA JET	175
FIGURA 2. 75 VARIABLES UTILIZADAS EN LAS ECUACIONES DE DISEÑO	176
FIGURA 2. 76 SECCIÓN TRANSVERSAL BOMBA PISTÓN	184
FIGURA 2. 77 CAUDAL MANEJADO EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD	202
FIGURA 2. 78 COSTO DE INVERSIÓN EN FUNCIÓN DEL CAUDAL Y LA PROFUNDIDAD	203
FIGURA 2. 79 SELECCIÓN DE LA UNIDAD SUCKER ROD PUMPING	208
FIGURA 2. 80 FLUJO NETO DE CAJA.....	226
FIGURA 2. 81 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO.....	231
FIGURA 2. 82 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO	232
FIGURA 2. 83 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL	233
FIGURA 2. 84 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL	234
FIGURA 2. 85 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN	235
FIGURA 2. 86 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN.....	236
FIGURA 2. 87 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL	237
FIGURA 2. 88 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL.....	238
FIGURA 2. 89 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN	239
FIGURA 2. 90 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN	240
FIGURA 2. 91 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL	241
FIGURA 2. 92 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL ...	242
FIGURA 2. 93 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO.....	243
FIGURA 2. 94 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO PINDO 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO	244

FIGURA 2. 95 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON BES ACTUAL	245
FIGURA 2. 96 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO PINDO 5 CON BES ACTUAL	246
FIGURA 2. 97 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 13 CON PROPUESTA DE BOMBEO H. TIPO JET.....	247
FIGURA 2. 98 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO PINDO 13 CON PROPUESTA DE BOMBEO H. TIPO JET	248
FIGURA 2. 99 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 13 CON BES ACTUAL	249
FIGURA 2. 100 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL .	250
FIGURA 2. 101 UNIVERSO Y MUESTRA.....	255

Resumen Documental

Trata sobre: “Evaluación técnica-económica de los sistemas de levantamiento artificial en los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur”. **Objetivo General:** Realizar la evaluación técnica-económica de los sistemas de levantamiento artificial de los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur, para definir el mejor sistema de producción para cada pozo. **Problema:** Los altos costos operativos de producción generan la necesidad de determinar si los sistemas de levantamiento artificial actualmente instalados son los más adecuados para las condiciones de los pozos y los reservorios. Adicionalmente proponer sistemas de levantamiento artificial. **Hipótesis:** La evaluación de los sistemas de producción de los pozos de los campos Pindo y Palanda revelará que se requiere del cambio de los sistemas de levantamiento artificial para optimizar la producción. **Marco Referencial:** El campo Pindo se encuentra a 150 km en línea recta al sur de la población de Lago Agrio y 20 km al oeste de la estación central del campo Auca, el campo Palanda-Yuca Sur se encuentra a 10 km al oeste de la estación central del campo Auca. **Marco Metodológico:** el presente estudio es de tipo de *Descriptivo* porque pretende evaluar aspectos y componentes de los sistemas de producción actual de los campos Pindo y Palanda para proponer el cambio de equipos de levantamiento artificial de los pozos seleccionados, las investigaciones realizadas se realizaron mediante consultas de fuentes primarias como es el caso de la información proporcionada por la empresa auspiciante y fuentes secundarias obtenidas de libros y páginas web. **Marco Teórico:** se enfatizó en la descripción de los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur, evaluación y diseño de los sistemas de levantamiento artificial y la evaluación económica del proyecto. **Conclusión General:** Los sistemas de bombeo mecánico y bombeo hidráulico son los más adecuados para los pozos evaluados, debido a que los pozos presentan problemas de operatividad y los reservorios tienen bajo índice de productividad. **Recomendación General:** implementar los

sistemas de levantamiento artificial propuestos en el presente estudio debido a que los costos operativos se reducen en 18% para bombeo hidráulico y 52% para bombeo mecánico, permitiendo incrementar el volumen de petróleo recuperable hasta el año 2019.

DESCRIPTORES: <CAMPO PINDO> <CAMPO PALANDA-YUCA SUR>
<SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL> <BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE> <BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN>
<BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET> <BOMBEO MECÁNICO> <ANÁLISIS NODAL>

CATEGORIAS TEMÁTICAS: <CP- INGENIERIA EN PETRÓLEOS> <CP- INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN> <CS-SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL>

AUTORIZACIÓN

Autorizo a la BIFIGEMPA, para que esta tesis sea diseminada a través de su biblioteca virtual por INTERNET.

Atentamente



Israel Gustavo Jara Romero

CC.:171734562-1

Documental Summary

It's about: Technical-economic evaluation of artificial lift systems in the fields Pindo and Palanda-Yuca Sur. **General Objective:** Perform technical and economic evaluation of artificial lift systems in the fields Pindo and Palanda-Yuca Sur, to define the best system of production for each well. Problem: The high operating costs of production generate the need to determine if artificial lift systems currently installed are best suited for the conditions of wells and reservoirs. Additionally propose artificial lift systems. **Hypothesis:** The evaluation of production systems wells in the fields Pindo and Palanda-Yuca Sur reveal that they need a change of artificial lift method in order to optimize production. **Guiding framework:** Pindo field is 150 km in a straight line south of the town of Lago Agrio, 20 km west of the station of field Auca, field Palanda-Yuca Sur is located 10 km west of the central station of field Auca. **Methodological Framework:** This study is of type Descriptive because evaluates aspects and components of the current production systems Pindo and Palanda-Yuca Sur fields to propose the change of artificial lift equipment of selected wells, research queries were performed using primary sources such as information provided by the sponsoring company and secondary sources obtained from books and websites. **Theoretical Framework:** emphasized in the description of the fields Pindo and Palanda-Yuca Sur, evaluation and design of artificial lift systems and economic evaluation of the project. General conclusion: Mechanical pumping systems and hydraulic pumps are most suitable for wells tested, since these present problems of operation and reservoirs have low rates of productivity. **General Recommendation:** implementing artificial lift systems proposed in this study because operating costs are reduced by 18% in hydraulic pump and 52% for mechanical pumping, allowing to increase the volume of recoverable oil until 2019.

DESCRIPTIVE KEYWORDS: <FIELD PINDO> <FIELD PALANDA-YUCA SUR> <ARTIFICIAL LIFT METHODS> <ELECTRICAL SUMERGIBLE PUMP> <HYDRAULIC PISTON PUMPING> <HYDRAULIC JET PUMPING> <SUCKER ROD PUMPING> <NODAL ANALYSIS>

THEMATIC CATEGORIES: <CP-PETROLEUM ENGINEERING> <CP-PRODUCTION ENGINEERING> <CS-ARTIFICIAL LIFT METHODS>

AUTHORIZATION

I authorize the BIFIGEMPA, so that this thesis is disseminated through its Virtual Library by Internet.

Your sincerely,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Israel Gustavo Jara Romero", is shown on a light-colored background.

Israel Gustavo Jara romero

CC.: 171734562-1

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Enunciado del Tema

EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN PARA EL CAMBIO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-YUCA SUR

1.2. Descripción del Problema

El presente estudio tiene como objetivo evaluar los sistemas de levantamiento artificial que se encuentran operando en los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur, entre estos se encuentran los sistemas de bombeo hidráulico y bombeo electrosumergible, con el propósito de determinar si estos sistemas son los más adecuados para las condiciones actuales de los pozos y los reservorios, en el caso de determinar que los sistemas de producción no son los más adecuados se propondrá el cambio a sistemas de producción diferentes y adicionalmente que resulten de menor costo operativo, en este caso se propondrán sistemas de bombeo hidráulico y bombeo mecánico; la razón fundamental para el cambio es debido a que los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur son campos maduros y sus reservorios se encuentran en una etapa media de depletación, es decir que las presiones en los reservorios tienen valores cercanos a las presiones de burbuja. Para esto se evaluará los pozos mediante el análisis nodal y se realizará un estudio económico del proyecto. Finalmente se dará un conjunto de conclusiones donde debe efectuarse el cambio y recomendaciones para su mejor ejecución.

Las arenas mejor productoras para los pozos de los campos Pindo y Palanda Yuca Sur se describen en la tabla 2.1.

TABLA 2. 1 MEJORES RESERVORIOS PRODUCTORES POR POZO

POZO	ARENA PRODUCTORA			
	BASAL TENA	ARENISCA U	ARENISCA T	HOLLÍN
PIN 1				
PIN 4				
PIN 5				
PIN 6				
PIN 7				
PIN 9				
PIN 10				
PIN 11				
PIN 12				
PIN ESTE				
PAL 01				
PAL 02				
PAL 04				
PAL 07				
PAL 12				
YS 1				
YS 2				
YS 4				
YS 5				
YS 11				
YS 12				
YS 13				
YS 14				
YS 15				
PRI 1				

Elaborado por: Israel Jara R.

Ante lo descrito se plantea la siguiente pregunta de investigación.

¿Cuáles son los sistemas de levantamiento artificial más adecuados para las condiciones de los pozos y para el potencial de los reservorios en los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur?

1.3. Justificación

La necesidad de optimizar la producción y de identificar los sistemas de levantamiento artificial más adecuados para el potencial de los reservorios en el campo Pindo operado por el consorcio Petrosud-Petroriva y los campos Palanda-Yuca Sur operados por el consorcio Petrolero Palanda Yuca-Sur,

motivó la realización del presente estudio, que pretende evaluar los sistemas de levantamiento artificial, que funcionan en dichos campos, para esto se determinarán las condiciones de producción mediante el método de análisis nodal y el rediseño de los equipos.

Adicionalmente el presente estudio establecerá los parámetros técnicos y económicos que respaldarán el proyecto de cambio de levantamiento artificial para los pozos que así lo requieran, obteniendo así un conocimiento teórico-práctico que contribuirá a las operaciones de los Campos Pindo y Palanda - Yuca Sur.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

- 1.4.1.1. Realizar la evaluación técnica-económica de los sistemas de levantamiento artificial de los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur, para definir el mejor sistema de producción para cada pozo.

1.4.2. Objetivos Específicos

- 1.4.2.1 Revisar la bibliografía referente a los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur.
- 1.4.2.2. Describir la situación actual de la producción de los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur.
- 1.4.2.3. Identificar las reservas remanentes desarrolladas y no desarrolladas de los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur.
- 1.4.2.4. Evaluar las condiciones de producción de los pozos mediante el Análisis Nodal y las curvas de comportamiento de las bombas.

- 1.4.2.5. Identificar el sistema de levantamiento artificial que se adapte a las necesidades de cada pozo y al potencial de los reservorios.
- 1.4.2.6. Proponer sistemas de levantamiento artificial que resulten de menor costo operativo y que permitan incrementar la producción
- 1.4.2.7. Establecer cuantitativamente la factibilidad técnica y económica del proyecto para el cambio de los equipos de levantamiento artificial para los pozos seleccionados.
- 1.4.2.8. Establecer los beneficios de la implementación de un nuevo sistema de levantamiento artificial en los pozos seleccionados.
- 1.4.2.9. Exponer los resultados a los directivos de la empresa.

1.5. Factibilidad y Accesibilidad

1.5.1. Factibilidad

El presente estudio es factible ya que se cuenta con el talento humano idóneo, recursos económicos propios, tiempo, bibliografía y webgrafía suficiente y necesaria para el desarrollo del mismo.

1.5.2. Accesibilidad

El presente estudio puede desarrollarse por medio de la aprobación por parte del consorcio PETROSUD-PETRORIVA que permitirá el acceso a la información e instalaciones para realizar la investigación.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Marco institucional

El consorcio Petrosud-Petroriva se encuentra a cargo de las operaciones del campo marginal Pindo desde el mes de julio del año 1999.

El área del contrato tiene aproximadamente 64 Km² (8 x 8 Km), en el año 2001 fue cubierta en su totalidad por un programa de sísmica 3D que se extendió más allá de los límites del área del contrato con el objeto de tener buena cobertura hacia los bordes.

2.2. Marco legal

El estudio propuesto y toda la información que se utilizará para su realización se encuentra de acuerdo con lo establecido con las partes institucionales y de acuerdo con las normas vigentes en cada una de ellas.

De acuerdo con el artículo 12-A del capítulo tercero de la ley de hidrocarburos:

Son contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquéllos celebrados por el Estado por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales delega a la contratista con sujeción a lo dispuesto en el numeral uno del artículo 46 de la Constitución Política de la República, la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo, todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.

2.3. Marco ético

El presente estudio no va a afectar los intereses de la Compañía, ni de los autores de estudios similares a los cuales se hace referencia en la Bibliografía.

2.4. Marco teórico

2.4.1. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-YUCA SUR

2.4.1.1. Ubicación geográfica de los campos Pindo y Palanda Yuca Sur

El campo Pindo se localiza en la provincia de Orellana, a 150 Km en línea recta al sur de la población de Lago Agrio y a 10 Km al oeste de la estación central del Campo Auca.

El área del campo materia del contrato del Campo Marginal Pindo, es de aproximadamente 6800 Ha en la que se encuentran 17 pozos como se describen en la figura 2.1.

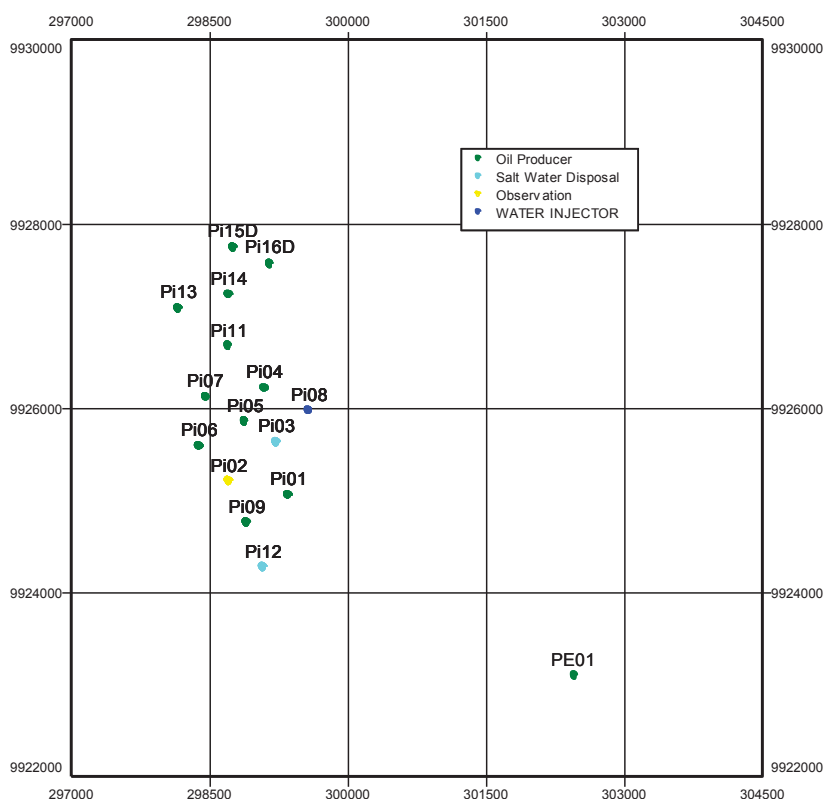


FIGURA 2. 1 UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO PINDO

Elaborado por: Israel Jara R. OFM ® Schlumberger

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

El campo Palanda se localiza dentro del Cantón Francisco de Orellana, provincia de Orellana, a 20 Km al oeste de la estación central del campo Auca.

El área del bloque, materia del contrato del campo Marginal Palanda - Yuca Sur, es de un área aproximada de 14050 Ha en las que se encuentran 18 pozos como se indica en la figura 2.2.

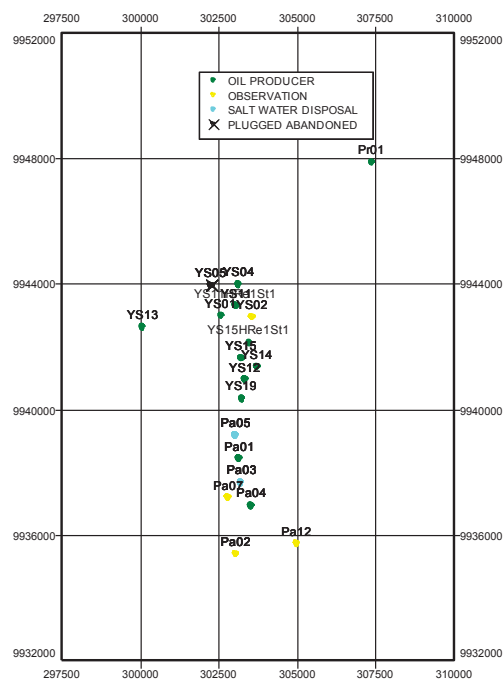


FIGURA 2. 2 UBICACIÓN LOS POZOS EN EL CAMPO PALANDA-YUCA SUR

Elaborado por: Israel Jara R. OFM® Schlumberger

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

El campo Pindo se encuentra ubicado en el bloque 65 y el campo Palanda-Yuca Sur en el bloque 64, la figura 2.3 es un mapa actualizado de los bloques petroleros del Ecuador.

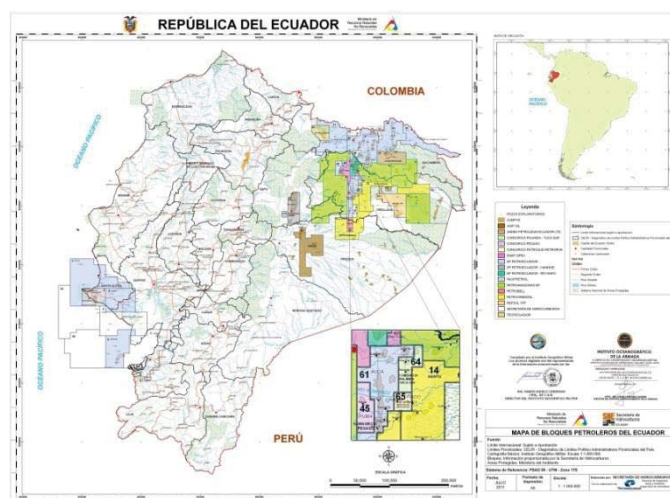


FIGURA 2. 3 MAPA DE UBICACIÓN DE LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA- YUCA SUR

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

2.4.1.2. Reseña Histórica

El campo Pindo fue descubierto por PETROAMAZONAS, Operadora del Consorcio CEPE - TEXACO, mediante la perforación del pozo exploratorio Pindo 01, en Noviembre de 1991. Posteriormente, este campo fue operado por PETROPRODUCCIÓN, llegando a tener seis pozos. En la actualidad el campo tiene 17 pozos y es operado por el Consorcio PETROSUD - PETRORIVA, de los cuales Pindo 02, 03 y 12 son usados para la reinyección de agua de formación y el Pindo 08 está en proyecto para ser utilizado como inyector para recuperación mejorada y a la vez se lo emplea para la reinyección de agua de formación. El campo Pindo se localiza en la provincia de Orellana, a 150 Km en línea recta al sur de la población de Lago Agrio y a 10 Km al oeste de la estación central del Campo Auca.

El campo Palanda fue descubierto por PETROPRODUCCIÓN, con la perforación del pozo Palanda 01 en 1991, llegándose a tener cinco pozos perforados. En la actualidad existen 7 pozos perforados, de los cuales Palanda 01, 04, 07 y 12 están en producción; Palanda 02 y 03 son usados para la re inyección de agua de formación y el Palanda 05 está abandonado.

Adicionalmente, en el área del bloque se perforó el pozo Primavera 01 por parte de la compañía MINAS Y PETRÓLEOS DEL ECUADOR, en el año 1972, que aun descubriéndose petróleo no fue puesto en producción al término de su perforación, pero en la actualidad se encuentra en pruebas para incorporarlo a la producción del campo. El campo Palanda se localiza dentro del Cantón Francisco de Orellana, provincia de Orellana, a 20 Km al oeste de la estación central del campo Auca.

El campo Yuca Sur fue descubierto por PETROAMAZONAS, Operadora del Consorcio CEPE – TEXACO, con la perforación del pozo exploratorio Yuca

Sur 01 en Diciembre de 1979, posteriormente el campo fue operado por PETROPRODUCCIÓN que perforó el Yuca Sur 02; los dos pozos se encuentran en producción. En la actualidad existen 9 pozos perforados de los cuales el Yuca Sur 05 está abandonado y los restantes se encuentran en producción.

Desde Agosto de 1999 el campo marginal Pindo está bajo la responsabilidad del CONSORCIO PETROSUD-PETRORIVA, y los campos Palanda-Yuca Sur y el área del pozo primavera 01 están bajo la responsabilidad del CONSORCIO PETROLERO PALANDA-YUCA SUR.

2.4.1.3. Características geológicas de los campos Pindo y Palanda

2.4.1.3.1. Marco estructural

Campo Pindo

Los mapas muestran que los horizontes Cretácicos se enmarcan dentro de un mismo esquema estructural así: El campo Pindo corresponde a una estructura anticlinal alargada cuyo eje principal tiene una dirección Norte-Sur lo que indica que los esfuerzos compresivos que intervinieron en la conformación de la estructura tuvieron una dirección preferencial Este-Oeste. Los efectos del plegamiento han originado que en el flanco oriental de la estructura Pindo se produzca una falla de poco rechazo que afecta únicamente a la secuencia media inferior de la secuencia Cretácica, hacia las capas superiores se presenta como una flexura. Se observan fallas menores en algunas partes del área de estudio. En la parte centro oriental del bloque se observa el desarrollo de una nariz estructural de dirección preferencial Norte-Sur (paralela a Pindo) que luego fleja hacia el occidente. Dentro de esta nariz estructural se han conformado un serie de pequeños cierres

estructurales en uno de ellos corresponde a la estructura Pindo Este. A continuación se hace una corta descripción de cada uno de los yacimientos.

Basal Tena: tiene un interesante desarrollo de la capa hacia el norte de la estructura, el desarrollo de la arena tiene preferencia noroeste-suroeste, la tendencia estructural muestra un anticlinal con altos bien definidos en Pindo 11 y Pindo 5, véase el anexo 1.

Napo U Superior: yacimiento estratigráfico, con poca perspectiva de desarrollo, véase anexo 1.

Napo U inferior: yacimiento de mayor importancia no solo por su desarrollo estructural sino por su conformación ya que está presente en todo el campo con espesores mayores a los 30 pies, tiene un desarrollo importante hacia al norte aunque el CAP se encuentra cubriendo el 60% del espesor total, véase anexo 1.

Napo T inferior: tiene su mejor desarrollo hacia el norte donde se presenta menos arcillosa y con espesores mayores a los 30 pies, sin CAP y con buenos valores de porosidad y resistividad, véase anexo 1.

Hollín Superior: con componentes más estratigráficos que estructurales, Hollín Superior se presenta dispersa en ciertas partes del campo, con preferencia de depositación más hacia el norte, véase anexo 1.

Hollín Inferior: se encuentra en todo el campo, estructuralmente es un yacimiento con mayor presencia hacia el norte y sur, encontrándose en el centro en un bajo con CAP muy cerca al tope del yacimiento, véase anexo 1.

Campo Palanda-Yuca Sur

El resultado de la interpretación sísmica hace posible definir dos anomalías mayores, Yuca Sur y Palanda, que podían configurar culminaciones de un mismo eje estructural. Otra posibilidad reside en la participación de componentes oblicuos que intensificarán la desvinculación y que se verificaran en el hundimiento norte de Palanda.

El campo Yuca Sur está ubicado en el hundimiento sur del anticlinal asimétrico, de dimensiones considerables, conocido como Anticlinal Yuca, de rumbo esencialmente N-S. El hundimiento sur está afectado por una falla inversa, longitudinal, en el flanco oriental del anticlinal, que es la prolongación sur de la que afecta al Anticlinal Yuca. La Zona de Yuca Sur se lo define como un anticlinal asimétrico con eje de dirección N-S. En los mapas se observa una gran nariz estructural (monoclinal) de dirección preferencial Norte-Sur dentro de la cual se han desarrollado pequeñas culminaciones que producen cierres estructurales. Bajo el punto de vista regional se tiene que en la Cuenca Oriente los ejes estructurales tienen una dirección preferencial Norte-Sur producto de los esfuerzos compresivos de dirección Este-Oeste por lo que, la nariz estructural Yuca Sur-Palanda se enmarca dentro de este esquema. Este anticlinal es interpretado como la continuación del gran anticlinal de Yuca al norte, ya que se puede observar como la estructura se abre hacia el norte del campo.

Debido a que el Campo Palanda – Yuca Sur tiene características más Estratigráficas que Estructurales, el cálculo del POES bajo un cierre efectivo no es muy certero, ya que el LIP (Límite Inferior de Petróleo), es difusamente marcado en una estructura apenas insinuada, por consiguiente define un área muy extensa abarcando zonas de poco espesor, baja porosidad y mínima saturación, es decir POES no recuperables que si bien afectan la

expansión de fluidos debido a la compresibilidad no representan Zonas de Acumulación Económicamente Explotables.

Esto demuestra que efectivamente aunque el petróleo alcance grandes extensiones areales, no es económicamente explotable debido que son estructuras grandes pero planas con poco espesor y con una saturación de petróleo no lo suficientemente alta. El resultado es un POES alto con bajas eficiencias de recobro y por ende bajos valores de reservas. Lo que conlleva a la única posibilidad de explotación en los máximos locales. Por este motivo es mejor calcular el POES basándonos en la localización de estas pequeñas estructuras a modo de anticlinales para poder aplicar el término de factor de recobro y finalmente las reservas.

Napo U inferior: yacimiento de mayor importancia no solo por su desarrollo estructural sino por su conformación ya que está presente en todo el campo con espesores mayores a los 30 pies, tiene un desarrollo importante hacia al norte aunque el CAP se encuentra cubriendo el 60% del espesor total véase anexo 2.

Napo T inferior: tiene su mejor desarrollo hacia el sur donde se presenta menos arcillosa y con espesores mayores a los 30 pies, sin CAP y con buenos valores de porosidad y resistividad véase anexo 2.

Hollín Superior: con componentes más estratigráficos que estructurales, Hollín Superior se presenta dispersa en ciertas partes del campo, con preferencia de depositación más hacia el norte véase anexo 2.

Hollín Inferior: se encuentra en todo el campo, estructuralmente es un yacimiento con mayor presencia hacia el norte y sur, encontrándose en el centro en un bajo con CAP muy cerca al tope del yacimiento véase anexo 2.

2.4.1.3.2. Descripción estratigráfica

Los campos marginales Pindo y Palanda – Yuca Sur están ubicados en la cuenca sedimentaria que se enmarca en el lineamiento de las cuencas subandinas de la cadena montañosa oriental de los Andes, que a la vez corresponden a cuencas sedimentarias del tipo tras-arco que recientemente han sido formadas y estructuradas.

Dentro de las rocas generadoras de hidrocarburos de la cuenca Oriente están las lutitas bituminosas de color oscuro y podrían ser también las calizas de la formación Napo. Asimismo, se consideran como roca madre las lutitas de la formación Hollín, principalmente en su parte superior.

Se entiende que el basamento en toda la cuenca del Oriente son rocas metamórficas y plutónicas del Proterozoico del cratón amazónico.

En la columna estratigráfica se encuentran las principales formaciones petrolíferas existentes en la cuenca Oriente Ecuatoriana, en las que consecuentemente se encuentran los campos Pindo y Palanda – Yuca Sur véase el anexo 3.

Con referencia a las diferentes formaciones se tiene que: Se alcanzó la

Formación Chapiza: esta formación se alcanzó la en los pozos Primavera 01, Yuca Sur 01 y Palanda 01; y está compuesta de limonitas y rocas felsíticas.

Formación Napo: (Cretácico: Albiano Inferior a Senoniano) se encuentra sobre la formación Hollín, está formada por lutitas ricas en materia orgánica, calizas bioclasticas y areniscas que han sido depositadas en ambientes fluviales, márgenes marinos y plataformas marino someras durante el

cretácico superior. Sin duda es la formación la más importante desde el punto de vista hidrocarburífero para el Ecuador y, a la vez esta formación presenta espesores que varían desde 1224 a 1228 ft en los campos Pindo y Palanda - Yuca Sur.

Formación Tena: (Cretácico Superior Maestrichtiense) está formada predominantemente de arcillas, con un número significativo de intercalaciones de areniscas y escasos conglomerados; margas y calizas atenuadas aparecen en menor cantidad. Esta formación resulta de menor importancia petrolera, poca información y por lo tanto muy insegura en las correlaciones. El espesor de esta formación es alrededor de 600 ft.

Formación Tiyuyacu: (Paleoceno Superior-Eoceno) es una serie de capas rojas, comprendiendo conglomerados basales gruesos al que sobreyacen areniscas con intercalaciones de lutitas rojas verdosas y grises; cuyo espesor varía de menos 500 ft a más de 1000 ft.

Formación Chalcana: comprende una secuencia de capas rojas de una variedad de arcillas rojizas abigarradas con yeso y parece cubrir transversalmente la formación Tiyuyacu. La Ortegúza es el equivalente a aguas profundas de la parte inferior de la formación Chalcana.

Formación Hollín: (Cretácico Inferior: Albiense, Aptiano) está formada por una serie de areniscas cuarcíticas de tamaño variable que van desde finas a gruesas, blanca, porosa, pobremente estratificada. En los pozos Primavera 01, Yuca Sur 01 y Palanda 01 la formación tiene un espesor de 367 a 375 ft, mientras que en otros pozos fue atravesada parcialmente.

2.4.1.3.3. Caracterización de los reservorios

Areniscas de la formación Hollín: (Cretácico Inferior) su espesor aproximado es de 330 ft fraccionado en Hollín inferior o principal y Hollín superior, este último es poco desarrollado en la estructura de Pindo pero es el principal reservorio de la cuenca. Anteriormente se explotó Hollín superior para los pozos Pindo 01 y 04.

En la actualidad se explota de esta formación para los pozos Pindo 01, 04, 05, 07, 09 y 12; en Palanda 07 y 12; y, en Yuca Sur 01, 04, 11 y 15.

Areniscas “U” y “T”: (F. Napo Cretácico Medio) considerado el principal reservorio petrolífero del campo Pindo, pertenece al miembro “U sup”, conocido también como “arena G2”; la arena “U” es la más productiva en los pozos Pindo 01, 04, 05, 06, 07, 09 y 11; Palanda 01 y 02; y, Yuca Sur 01, 02, 11, 13 y 15. La arena “T” es productiva en los pozos Pindo 05, Palanda 01, 04 y 07; Yuca Sur 02, 04, 11, 12, 13 y 14; y, Primavera 01. Las arenas “U” y “T” son los reservorios más productivos del campo Palanda – Yuca Sur.

Tena Basal: (Tena, Terciario) su espesor es pequeño, de 7 a 20 ft. La gravedad de su crudo es de 22° API en los pozos Pindo 01, 05 y Este 01. En Palanda - Yuca Sur no se produce de esta arena.

Caliza “M2”: (F. Napo) de porosidad y permeabilidad baja. Esta formación no produce petróleo en el campo, pero se considera que podría tener condiciones de reservorio si se localizan zonas donde pudiera estar fracturada.

Caliza “A” y “B”: (F. Napo) no produce hidrocarburos pero hay indicios de tener zonas fracturadas que podrían aumentar las características de reservorio.

Arenisca “M2”: (F. Napo) zona arenosa ubicada entre las calizas “A” y “M2”. Su porosidad y resistividad son iguales a las condiciones o características que tiene la arena U.

2.4.1.4. Características de Producción de los campos Pindo y Palanda

2.4.1.4.1. Mecanismos de producción

Campo Pindo

Basal Tena: Este yacimiento produce por la expansión de roca y fluido, y en algunos pozos del campo la ubicación dentro del canal principal de este yacimiento produce mayores acumulaciones de crudo, estos canales de gran porosidad y permeabilidad permiten bajas tasas de declinación ya que la caída de presión es atenuada en estos pozos. Adicional a esto en Enero 2007, se inició un proyecto de Inyección de Agua para mejorar el barrido de petróleo, obviamente esto afectó la declinación en los pozos. En el peor de los casos estamos hablando de una declinación entre el 18-21 % anual.

Napo U Superior: Este yacimiento en el Campo Pindo se caracteriza por el alto contenido de arcilla y glauconita que lo hace una arenisca con alta suciedad, las presiones son bajas y por ende las producciones iniciales caen en una acelerada declinación, aproximadamente 64.4% anual.

Napo U Inferior: Este yacimiento cuenta con un empuje lateral parcial, proveniente del lado oeste de la estructura, desde el Campo Auca, posee la mayor producción acumulada, en algunos pozos gracias a su ubicación en el canal, el control sobre el empuje de agua gracias a la presencia de barreras a permitido recobros más altos como es el caso del Pindo 6 y Pindo 11.

Sacando un promedio de declinación en todos los pozos tendríamos un valor cercano a 20% anual.

Napo T inferior: Muy poco historial con respecto a esta capa, presiones de fondo relativamente bajas, permeabilidades y porosidades reducidas, en los pozos existentes, preferentemente hacia el norte de la estructura se presenta de mejor manera, es así que en el año 2009 se logró realizar la primera completación en este yacimiento específicamente en el pozo Pindo 15D, encontrándose excelentes resultados iniciales 2200 BPPD, 6% BSW, Pwf 1200 psi, Pe 3800 psi. En base a la data existente se calcula una declinación anual de 30-40%.

Hollín Superior: Con espesores bajos, afectados por la presencia de arcilla y glauconita que altera su resistividad se presenta como un yacimiento de pobre sostenimiento de presión, bajas permeabilidades y porosidades, actualmente está en producción combinada en el pozo Pindo 9. No posee mucha proyección de producción, hacia el norte están los futuros desarrollos de esta capa. En base al historial se calcula una declinación de 18-25% anual.

Hollín Inferior: Como es de conocimiento general este es un yacimiento presente en toda la Cuenca Oriente y se caracteriza por su potente acuífero de fondo, que le proporciona un constante manteniendo de presión y avances de corte de agua rápidos. Debido a esto sus tasas de declinación son altas, 45% anual.

Campo Palanda-Yuca Sur

Napo U Inferior: Este yacimiento cuenta con un empuje lateral parcial, proveniente del lado nor-este de la estructura, hacia el Campo Yuca, posee la segunda mayor producción acumulada, en algunos pozos gracias a su ubicación en el canal, el control sobre el empuje de agua gracias a la presencia de barreras a permitido recobros más altos como es el caso del Yuca Sur 1. Sacando un promedio de declinación en todos los pozos tendríamos un valor cercano a 20.4 % anual.

Napo T inferior: Mayor historial en esta capa, presiones de fondo relativamente bajas, permeabilidades y porosidades medias, en los pozos existentes, preferentemente hacia el sur de la estructura se presenta de mejor manera. En base a la data existente se calcula una declinación anual de 18 %.

Hollín Superior: Con espesores bajos, afectados por la presencia de arcilla y glauconita que altera su resistividad se presenta como un yacimiento de pobre sostenimiento de presión, bajas permeabilidades y porosidades, actualmente está en producción en el pozo Yuca Sur 1. No posee mucha proyección de producción, hacia el norte están los futuros desarrollos de esta capa. En base al historial se calcula una declinación de 31.2 % anual.

2.4.1.4.2. Sistemas de producción

En los campos Pindo y Palanda Yuca Sur se tiene instalados completaciones de BES, BES + BHA de fondo y Bombeo Hidráulico. Adicionalmente se encuentran instalados completaciones para reinyección de agua.

En las tablas 2.2 Y 2.3 se describe el estado actual de los pozos, en la cual se visualiza el reservorio productor, el tipo de sistema de levantamiento artificial, y el tipo de recuperación en los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur.

TABLA 2. 2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PINDO

COMPLETION	WELLBORE	FIELD	ENTITY	TYPE	RESERVOIR	COMPLETACIO	STATUS	RECOVERY
Pindo 1:BT	Pindo_1	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	BT	H.P.S.	OPEN	SECONDARY
Pindo 3:Ty	Pindo_3	Campo_Pindo	PINDO	SALT WATER DISPOSAL	Ty	INJECTOR	OPEN	NONE
Pindo 5:Ti	Pindo_5	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 6:Ui	Pindo_6	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ui	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 7:Ui	Pindo_7	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ui	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 7:Ti	Pindo_7	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 8:BT	Pindo_8	Campo_Pindo	PINDO	WATER INJECTOR	BT	INJECTOR	OPEN	SECONDARY
Pindo 9:Ui	Pindo_9	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ui	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 9:Hi	Pindo_9	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Hi	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 11:Ui	Pindo_11	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ui	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 12:Ty	Pindo_12	Campo_Pindo	PINDO	SALT WATER DISPOSAL	Ty	INJECTOR	OPEN	NONE
Pindo 12:BT	Pindo_12	Campo_Pindo	PINDO	SALT WATER DISPOSAL	BT	INJECTOR	OPEN	NONE
Pindo 12:Ui	Pindo_12	Campo_Pindo	PINDO	SALT WATER DISPOSAL	Ui	INJECTOR	OPEN	NONE
Pindo 12:Hi	Pindo_12	Campo_Pindo	PINDO	SALT WATER DISPOSAL	Hi	INJECTOR	OPEN	NONE
Pindo 13:Ui	Pindo_13	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ui	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 14:Ui	Pindo_14	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ui	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 15:Ti	Pindo_15	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Pindo 16:Ti	Pindo_16	Campo_Pindo	PINDO	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
PindoEste 1:BT	PindoEste_1	Campo_PindoEste	PINDO	OIL PRODUCER	BT	B.E.S.	OPEN	PRIMARY

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

TABLA 2. 3 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PALANDA-YUCA SUR

COMPLETION	WELLBORE	FIELD	ENTITY	TYPE	RESERVOIR	COMPLETACIO	STATUS	RECOVERY
Palanda 1:Ui	Palanda_1	Campo_Palanda	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ui	H.P.S.	OPEN	PRIMARY
Palanda 3:Ty	Palanda_3	Campo_Palanda	PALANDA YUCA SUR	SALT WATER DISPOSAL	Ty	INJECTOR	OPEN	NONE
Palanda 4:Ti	Palanda_4	Campo_Palanda	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Palanda 5:Ty	Palanda_5	Campo_Palanda	PALANDA YUCA SUR	SALT WATER DISPOSAL	Ty	INJECTOR	OPEN	PRIMARY
YucaSur 1:Hs	YucaSur_1	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Hs	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 4:Ui	YucaSur_4	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ui	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 4:Ti	YucaSur_4	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 11:Ui	YucaSur_11	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ui	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 11HRe1St1:Ti	YucaSur_11HRe1St1	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 12:Ti	YucaSur_12	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 13:Ui	YucaSur_13	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ui	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 14:Ti	YucaSur_14	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 15:Ti	YucaSur_15	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 15HRe1St1:Ti	YucaSur_15HRe1St1	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
YucaSur 19:Ti	YucaSur_19	Campo_YucaSur	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY
Primavera 1:Ti	Primavera_1	Campo_Primavera	PALANDA YUCA SUR	OIL PRODUCER	Ti	B.E.S.	OPEN	PRIMARY

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

2.4.1.4.3. Reacondicionamiento de pozos

Son registros en los cuales se especifica las intervenciones que ha tenido cada pozo desde su completación inicial hasta la fecha actual, con el fin de reportar los antecedentes del pozo y fallas que ha presentado para evitar problemas o dificultades pasadas. Los eventos que se realizaron en los reacondicionamientos de los pozos seleccionados se indican en los anexos 16, 17 y los diagramas de la última completación de cada pozo se muestran en el en el anexo 6.

2.4.1.4.4. Recuperación secundaria

Inyección de Agua en el Campo Pindo

Durante los tres primeros años de Inyección de Agua destinada para la mejora de barrido y sostenimiento de presión en el yacimiento productor Basal Tena en el Campo Pindo se obtuvieron interesantes resultados tanto en recobro como en el sistema completo de recuperación mejorada como son sistemas de tratamiento de agua de inyección, técnicas de monitoreo, estimación de recobros por recuperación secundaria, características del agua de inyección, caudales de inyección a futuro, implementación de proyectos pilotos hacia otros yacimientos como es el caso de la arenisca Napo U inferior, todo con el objetivo de sentar las bases de futuros proyectos de inyección de agua para recobro mejorado de petróleo, por lo pronto el Proyecto Piloto de Inyección de Agua en Basal Tena, seguirá en estudio a fin de mejorar la malla de inyección, punzar el yacimiento Basal Tena en otros pozos, estudiar su comportamiento, implementar uno o varios pozos inyectoros más y ampliar las facilidades de tratamiento e inyección de agua. Las figura 2.4, 2.5 son una representación del empuje lateral y el empuje de fondo, en el mapa el color amarillo representa arena limpia con una porosidad de 12-18%, el color verde representa arena sucia que va de 0.8 - 12% y el color gris representa las lutitas que va de 0.1 a 0.8 % de porosidad.

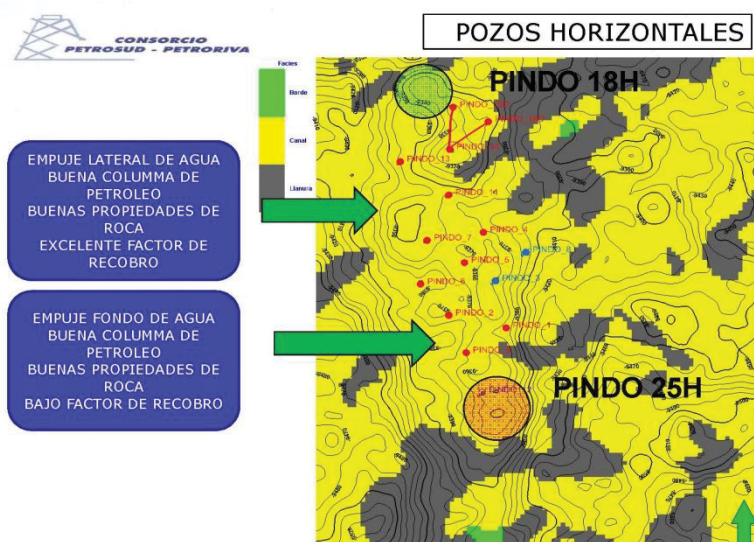


FIGURA 2. 4 REPRESENTACIÓN DEL EMPUJE LATERAL
Fuente: Reservoir Anual Report - Pindo - Jan 2011

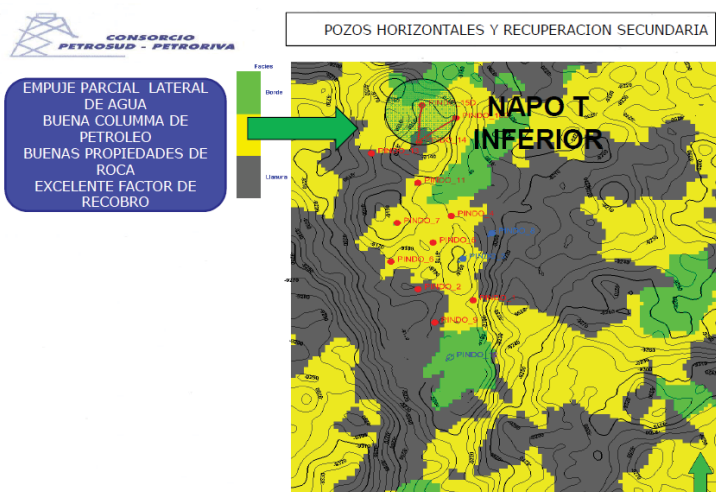


FIGURA 2. 5 REPRESENTACIÓN DEL EMPUJE LATERAL
Fuente: Reservoir Anual Report Pys -Jan 2011

“En los últimos meses del año 2009, se evidencia una estabilidad en la relación tasa de inyección vs. caudal de inyección, las presiones de cabeza han alcanzado su máximo valor y el mantenimiento de las líneas de inyección ayudan a controlar la caída de presión por taponamiento, esto en relación directa afecta los Índices de Inyectividad, el yacimiento se tapona progresivamente. Otras alternativas que van a mejorar el sistema es el

trabajo de reacondicionamiento del pozo inyector Pindo 08, y la ampliación de la malla de inyección a otros pozos, tanto sumideros como pozos para recuperación secundaria.”¹

El pozo Pindo 4 es el pozo productor con la mejor respuesta a la inyección de agua, la producción de petróleo se elevó de 85 BPPD hasta 270 BPPD, como caudal máximo. El frente de invasión llegó a los 8 meses a este pozo. El comportamiento de las tasas y sobre todo en la presión donde se obtuvo un incremento de 60 psi manteniéndose durante los dos años de inyección, demuestra la influencia positiva que se logró obtener. Véase las figuras 2.6 y 2.7.

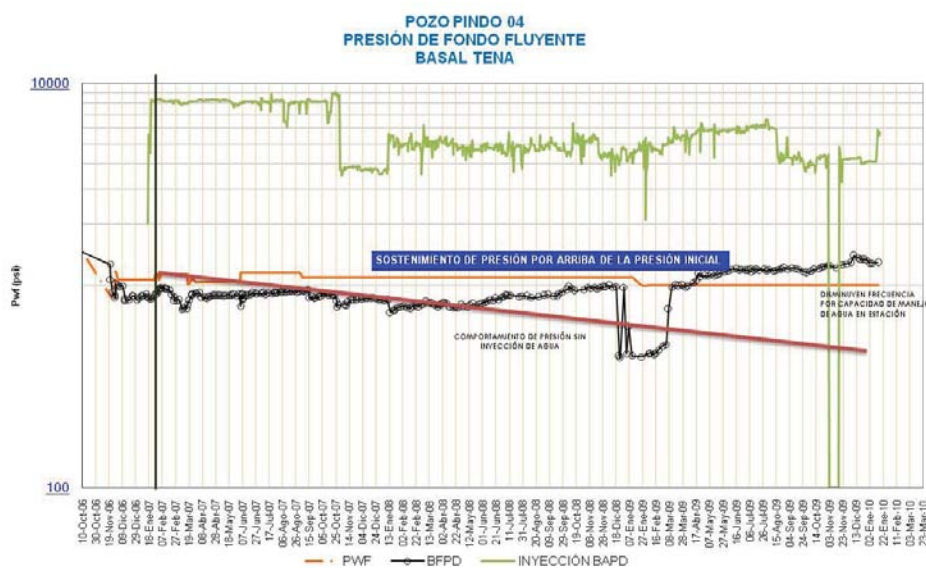


FIGURA 2. 6 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE POZO PINDO 04

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

¹Consortio Petrosud Petroriva, EOR_Post_Mortem_2010, pág 2



FIGURA 2. 7 COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS POZO PINDO 04
Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

En la figuras 2.6 y 2.7 el sostenimiento de producción y presión es evidente, el aumento en caudales brutos y el cambio en la declinación normal que tenía el pozo antes de la inyección son muestra de la eficiencia de barrido, que aún no llega a su máximo valor, se espera ampliar la malla de inyección para obtener mejores resultados en estos pozos.

2.4.1.4.5. Tasa de producción actual

Actualmente, el campo Pindo posee una producción promedio diaria de alrededor de 5133 barriles de petróleo por día, 483,6 MPCD de gas de formación, y 12070 BAPD de agua como se indica en la Tabla 2.4

TABLA 2. 4 TASA DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO PINDO POR POZO

CURVA BASE DEL CAMPO = 437 BLS NETOS					FECHA DE ENVÍO : FECHA REPORTE :		8 de noviembre de 2011 7 de noviembre de 2011								
1. Datos de Pozos															
POZOS	FECHA	HORAS	BOMBA	ARENA	PRESION CABEZA	PIP	VOLTAJE	AMP.	FRECUENCIA HZ.	TEMP °F	API@60°F	APISECO	BFPD	BPPD	BAPD
PIN-01	30-oct-11	6	JET- 11J	BT	Q-INY = 2188	PSI-INY = 3000	P palm = 110 PSI	P Murphy = 110 PSI	55,0	84	21,8	21,9	568	193	375
PIN-05	29-oct-11	6	P-35	U+T	160	620	2.127	43	50,0	85	22,4	22,5	432	60	372
PIN-06	06-nov-11	6	P-24	U	110	1.150	2.767	65	48,0	82	17,6	17,7	1.712	171	1.541
PIN-07	30-oct-11	8	P-47	U+T	150	553	3.491	83	57,0	87	22,0	22,1	2.948	295	2.653
PIN-09	28-oct-11	8	P-12	H+Ui	260	627	1.595	65	49,0	75	20,4	20,5	1.014	122	892
PIN-11	29-oct-11	8	P-23	U	200	589	2.377	79	58,0	82	17,6	17,7	1.825	474	1.351
PIN-13	31-oct-11	4	P-21	Ui	240	562	2.206	69	52,1	79	18,2	18,3	1.138	728	410
PIN-14	26-oct-11	8	P-35	U	220	950	3.956	72	61,0	80	18,1	18,2	3.282	788	2.494
PIN-15	07-nov-11	4	P-18	T	140	1.050	2.873	49	65,0	83	25,4	25,5	1.812	1.196	616
PIN-16	27-oct-11	6	P-47	Ti	250	796	3.206	67	55,9	77	24,8	24,9	1.300	364	936
PIN-17D	07-nov-11	10	P-46	Ti	200	747	3.001	39	51,2	86	24,5	24,6	470	461	9
PRODUCCION PINDO					4.902,07 Bls.						21,5	21,6	16.501	4.852	11.649
PIN-E-01	30-oct-11	10	P- 8	BT	310	774	1.761	67	54,0	84	22,4	22,5	702	281	421
PRODUCCION PINDO ESTE					281,00 Bls.								702	281	421
											21,5	21,6	17.203	5.133	12.070

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

Actualmente, el campo Palanda Yuca Sur posee una producción promedio diaria de alrededor de 2242 barriles de petróleo por día, 260,8 MPCD de gas de formación, y 7275 BAPD como se indica en la Tabla 2.5

TABLA 2. 5 TASA DE PRODUCCIÓN ACTUAL DEL CAMPO PALANDA-YUCA SUR POR POZO

CURVA BASE DEL CAMPO = 229 BLS. NETOS					FECHA DE ENVÍO : FECHA REPORTE :		8 de noviembre de 2011 7 de noviembre de 2011											
1. Datos de Pozos																		
POZOS	FECHA	HORAS PRUEBA	BOMBA	ARENA	PRESION CABEZA	PRESION FONDO	VOLTAJE	AMP.	FREC (HZ.)	TEMP °F	API OBS.	API@60° F	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)	GAS MPC	
PAL-01	24-oct-11	6	JET-11"J"	U	1880	Q-INY = 1800	PSI-INY = 1900	45,0	90	21,0	19,2	665	160	505	76%	11,0		
PAL-02	02-nov-11	6	P-18	UI	230	2.092	2.933	31	55,0	84	19,8	18,4	1.520	334	1.186	78%	23,4	
PAL-04	01-nov-11	8	P-8	T	240	690	1.645	42	52,0	82	21,5	20,2	651	299	352	54%	15,5	
PRODUCCION PALANDA					793,11 Bls.							19,2	2.836	793	2.043	72,0%	49,9	
YS-01	05-nov-11	3	P- 47	U+H+T	210	2.272	2.703	64	47,0	80,0	24,0	22,7	3.613	181	3.432	95%	45,8	
YS-04	04-nov-11	8	P- 6	U+T	250	729	1.970	27	48,0	88	26,9	25,0	299	102	197	66%	23,2	
YS-11 HRE1	06-nov-11	12	P- 8	T-inf	220	598	1.961	26	51,0	83	28,6	27,0	444	258	186	42%	25,4	
YS-12	03-oct-11	6	P-11	T	420	877	1.992	58	52,0	82	29,8	28,2	734	294	440	60%	28,0	
YS-14	25-oct-11	4	P-8	T	360	679	2.317	33	51,5	81	29,1	27,6	674	202	472	70%	34,0	
YS-19	03-nov-11	4	P-8	T	180	520	1.617	52	51,0	76	28,7	27,6	543	337	206	38%	42,8	
PRODUCCION YUCA SUR					1.374,00 Bls.							26,8	6.307	1.374	4.933	78,2%	199,2	
PRIM-01	07-nov-11	12	P-6	T-inf	34	N / R	1.060	53	49,0	89	29,8	27,8	374	75	299	80%	11,2	
PRODUCCION PRIMAVERA					75,00 Bls.								374	75	299		11,2	
PRODUCCION PALANDA + YUCA SUR+PRIMAVERA					2.242,11 Bls.							24,1	9.517	2.242	7.275	76,4%	280,3	

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

2.4.1.4.7. Facilidades de producción

Estación Pindo

En lo que se refiere a las facilidades de superficie para el campo Pindo se encuentra la estación Pindo para el tratamiento de fluidos, almacenamiento, reinyección de agua y transferencia de petróleo. Para el tratamiento y almacenamiento de fluidos se cuenta con: área de Manifolds, dos

separadores de Producción de capacidades de 10000 y 14000 BFPD y un separador de prueba de 7000 BFPD, scrubber de gas con atrapador de niebla, Bota de gas de tanque de lavado, tanque de lavado de 24700 bls, y tanque de reposo 20532 bls, dichos tanques cuentan con cubetos de cemento. En la tabla 2.6 se describen las capacidades de la estación Pindo y en la tabla 2.7 las locaciones y en el anexo 8 esta una representación de la estación Pindo.

TABLA 2. 6 CAPACIDADES ESTACIÓN PINDO

CAPACIDADES DE LA ESTACIÓN PINDO	
Capacidad de generación (no centralizada)	4.6 MW
Capacidad de tratamiento de fluido	20000 BBLS fluido/día
Capacidad de transferencia de petróleo	7700 BBLS @ 600 PSI/día
Capacidad de reinyección	10000 BBLS @ 2000 PSI/día
Capacidad sistema fiscalización	14000 BBLS/día

Fuente: Reservoir Anual Report-Pindo-Jan-2011

TABLA 2. 7 LOCACIONES Y POZOS CAMPO PINDO

LOCACIONES Y POZOS		
Número de locaciones	14	
Número de pads	1	P14, P15, P16
Número de pozos productores	9	
Número de pozos reinyectores	3	P3, P8, P12
Número de pozos cerrados	1	P4
Número de estaciones/subestaciones	1	

Fuente: Reservoir Anual Report-Pindo-Jan-2011

Reinyección

La reinyección de agua se la realiza a la formación Tiyuyacu con los pozos Pindo 3,8 y 12 y se tiene una capacidad de 10000 Bls @ 2000 PSI. Para dicha reinyección se cuenta con las bombas de reinyección descritas a continuación:

- Bomba horizontal Reda # 2 de Reinyección de Agua 10.000 BFPD de 170 stg; con motor eléctrico siemens 600 HP, 460 V

- Bomba horizontal Reda #01 Reinyección de Agua 10.000 BFPD, (41 + 12) stages; con motor eléctrico siemens 600 HP, 460 V.

Protección catódica control general de la corrosión

Tanque de Reposo - Estación Pindo

Continúa el funcionamiento de la protección catódica interna de este tanque, luego de su instalación el cual consta de 27 ánodos galvánicos de sacrificio de aluminio TIPO GALVOTEC III, de última generación, se encuentra en perfecto estado de funcionamiento.

Tanque de Lavado - Estación Pindo

Se encuentra instalado el sistema de protección catódica por corriente impresa, el mismo que funciona con ánodos inertes de MMO, pendiente la puesta en marcha una vez terminados los trabajos mecánicos pendientes en el tanque. Adicionalmente se instalarán ánodos galvánicos en el interior del tanque.

Pozo Productor Pindo 6

Continúa el control de la corrosión en la tubería de revestimiento del pozo productor Pindo-06 mediante sistema de corriente impresa.

Estación Palanda-Yuca Sur

Dentro de las facilidades de superficie para el campo Palanda Yuca Sur se encuentra la estación Pindo para el tratamiento de fluidos, almacenamiento, reinyección de agua y transferencia de petróleo. Para el tratamiento y

almacenamiento de fluidos se cuenta con: área de Manifolds, dos separadores de Producción de capacidades de 10000 y 14000 BFPD y un separador de prueba de 7000 BFPD, scrubber de gas con atrapador de niebla, Bota de gas de tanque de lavado, tanque de lavado de 24700 bls, y tanque de reposo 20532 bls, dichos tanques cuentan con cubetos de cemento. En la tabla 2.8 se describen las capacidades de la estación Palanda y en el anexo 9 un esquema de la estación.

TABLA 2. 8 CAPACIDADES ESTACIÓN PALANDA-YUCA SUR
CAPACIDADES CAMPO PALANDA YUCA SUR

Capacidad de generación(No centralizada)	3.2 MW
Capacidad sistema fiscalización	18000 BBLS/día
Capacidades de tratamiento de fluido	10000 BBLS/día
Capacidad de transferencia de petróleo	6680 BBLS @ 656PSI/día
Capacidad de reinyección	10000 BBLS@1350 PSI/día

Fuente: Reservoir Annual Report-PYS-Jan-2011

Subestación Yuca Sur 02

En la Estación Yuca Sur 02 no se dispone de todas las facilidades necesarias para cumplir con una adecuada separación del crudo, gas y agua; es por eso que el crudo es transferido a la Estación Palanda para que se complete dicho proceso. En la tabla 2.9 se describe las capacidades de la subestación Yuca Sur 02

TABLA 2. 9 CAPACIDADES SUBESTACIÓN YUCA SUR 02
CAPACIDADES SUBESTACIÓN YUCA SUR 02

Capacidades de tratamiento de fluido	8000 BBLS/día
Capacidad de transferencia de fluido	6680 BBLS @ 656PSI/día
Capacidad de reinyección	0

Fuente: Reservoir Annual Report-PYS-Jan-2011

2.4.1.4.8. Datos petrofísicos

La Petrofísica se encarga de caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas, como la distribución de los poros. Mediante la caracterización petrofísica de un yacimiento, se busca calcular las reservas de hidrocarburos para evaluar la factibilidad económica de un proyecto.

Los parámetros necesarios para esta evaluación son porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, volumen de arcilla, espesor y área del yacimiento, movilidad del petróleo y distribución del tamaño de los granos. En los anexos 10 y 11 se indican las propiedades petrofísicas de los reservorios productores de los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur.

2.4.1.4.9. Análisis PVT

El análisis PVT realiza estudios detallados de los fluidos del yacimiento, estos se conducen en fluidos de hidrocarburos representativos del yacimiento adquiridos por muestreo de fondo o por recombinación de muestras de superficie del separador. Los datos generados por medio de estos servicios son esenciales para la predicción del comportamiento del yacimiento y de la mezcla del producto a través de la vida productiva del yacimiento.

Algunas pruebas que se realizan en el análisis PVT son las siguientes:

- **Las Pruebas de Relación Presión-Volumen:** documentan los cambios volumétricos al sistema de fluido a medida que la presión del yacimiento declina durante la producción.
- **Las Pruebas de Viscosidad de Aceite Vivo:** evalúan los efectos sobre la viscosidad del fluido por encima y por debajo de la presión de saturación del sistema de hidrocarburos para predecir cualquier declinación en las tasas de producción.

- **Las Pruebas de Liberación Instantánea del Separador:** se conducen para evaluar cambios en la mezcla del producto que resulta de cambios en las condiciones del equipo de procesamiento de superficie para permitir la optimización del valor económico de los hidrocarburos producidos

En la tabla 2.10 se hace referencia a los datos PVT de referencia perteneciente a los Campos Aledaños al área de contrato.

TABLA 2. 10 CARACTERÍSTICAS PVT DE LOS RESERVORIOS DE LOS CAMPOS AUCA, YUCA Y YULEBRA

DATOS P.V.T. DEL LABORATORIO DE YACIMIENTOS C.I.G.Q.									
No.	FIELD	WELL No.	Zone	Pb	Ty	° API	GOR	Bo	G. GAS
1	AUCA	8	U S+I	200	185	17.3	50	1.2302	1.402
2	AUCA	12	T	890	200	25.6	229	1.3558	1.315
3	AUCA	2	BASAL TENA	630	180	21.1	116	1.1547	1.145
4	AUCA	34	HOLLIN INF	180	236	31.6	8	1.1537	0.8092
5	AUCA	32	HOLLIN SUP	175	236	32.4	12	1.1525	1.244
6	AUCA	1	BASAL TENA	520	213	14.5	60	1.1325	0.914
7	AUCA	11	HOLLIN	72	204	33.2	9	1.1709	
8	AUCA	12	T	890	200	24.9	229	1.3558	1.3154
9	AUCA	40	T						
1	YUCA	1	HOLLIN	160	193	27.1	50	1.1051	1.498
2	YUCA	S-1	U	810	190	15.1	86	1.1050	1.055
3	YUCA	S-2	T	680	235	28.4	168	1.2738	1.185
4	YUCA	7	U	820	221	18.5	124	1.1673	0.944
5	YUCA	1	T	819	199	29.5	197	1.1760	1.074
6	YUCA	2B	U	860	201	16.9	131	1.1100	0.846
1	YULEBRA	1	BASAL TENA	890	191	18.5	133	1.1137	0.95
2	YULEBRA	7	HOLLIN SUP.	206	225	28.2	62	1.1998	1.408
3	YULEBRA	3	U	860	223	18.4	147	1.558	0.947

Fuente: tomado de Reservoir Anual Report-Pindo-Jan-2011

En el Campo Pindo no existen análisis PVT, por lo que estos se generaron a través de ecuaciones, en la tabla 2.11 y 2.12 se resumen los principales propiedades físicas de los fluidos de los campos Pindo Y Palanda-Yuca Sur.

TABLA 2. 11 CARACTERÍSTICAS PVT DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO PINDO

	BASAL TENA	NAPO U INFERIOR	NAPO T INFERIOR	HOLLIN SUP	HOLLIN INF
Bubble_Pressure	500-680	600-820	550-800	200-380	200-380
Rs	180-200	90-120	100-130	20-40	20-40
API	20-22	16-17	22-24	23-24	22-23
Oil_Viscosity	4-6	6-8	2-4	3-5	3-5
Boi	1.12	1.112	1.298	1.152	1.105
Ty	195	200	205	220	215
GSG	0.9-0.98	0.98-1.055	0.98-1.25	0.89-1.1	0.89-1.1

Fuente: tomado de Reservoir Anual Report-Pindo-Jan-2011

TABLA 2. 12 CARACTERÍSTICAS PVT DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO PALANDA-YUCA SUR

	NAPO U INFERIOR	NAPO T INFERIOR	HOLLIN SUP
Bubble_Pressure	600-820	520-700	200-380
Rs	90-120	100-130	20-40
API	16-17	26-28.5	23-24
Oil_Viscosity	6-8	2-4	3-5
Boi	1.112	1.298	1.152
Ty	200	210	220
GSG	0.95-1.055	0.98-1.25	0.89-1.1

Fuente: tomado de Reservoir Anual Report-PYS-Jan-2011

2.4.1.5. Reservas

Las reservas son todo el volumen de petróleo que puede ser extraído del yacimiento bajo las condiciones técnicas y económicamente rentables a partir de una determinada fecha en adelante. Todos los cálculos de reservas incluyen cierto grado de incertidumbre.

El grado relativo de incertidumbre puede expresarse clasificando las reservas en dos grupos, reservas probadas y no probadas.

2.4.1.5.1. Reservas probadas

Son aquellos volúmenes de petróleo que mediante análisis de los datos geológicos y de ingeniería demuestren con certeza razonable como recuperables en años futuros a partir de yacimientos conocidos, bajo las condiciones técnicas y económicas existentes, es decir, precios y costos a la

fecha en que se realiza la estimación. Son las reservas que pueden ser recuperadas en las áreas en donde se ha desarrollado el campo.

2.4.1.5.2. Reservas remanentes

Son los volúmenes de petróleo recuperables, cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial que todavía permanece en el yacimiento. En las tablas 2.13 y 2.14 indican tanto las reservas remanentes totales que son la suma tanto de las reservas desarrolladas y las reservas no desarrollados.

TABLA 2. 13 CÁLCULO DE LAS RESERVAS R1, R2, R3 CAMPO PINDO, MÉTODO VOLUMÉTRICO

CAMPO	YACIMIENTO	API	REMANENTES	REMANENTES	REMANENTES
			TOTAL Bls. N.	TOTAL Bls. N.	TOTAL Bls. N.
			PD	PUD	TOTAL (PD+PUD)
			al 31/12/2010	al 31/12/2010	al 31/12/2010
Pindo	Basal Tena*	20.1	237,456	0	237,456
	U Superior	19.3	135,654	0	135,654
	U Inferior	19.6	1,799,996	670,000	2,469,996
	T Inferior	21.9	1,122,918	755,314	1,878,233
	Hollin Superior	20.8	741,814	829,561	1,571,375
	Hollin Inferior	23.80	752,750	1,165,000	1,917,750
	Subtotal		4,790,588	3,419,875	8,210,464
Pindo Este	Basal tena	21.50	248,121	0	248,121
	U Inferior	19.60	0	401,964	401,964
	Subtotal		248,121	401,964	650,086
TOTAL PINDO + PINDO ESTE			5,038,710	3,821,840	8,860,550

Fuente: tomado de Reservoir Anual Report-Pindo-Jan 2011

TABLA 2. 14 CÁLCULO DE LAS RESERVAS R1, R2, R3 CAMPOS PALANDA-YUCA SUR
MÉTODO VOLUMÉTRICO

CAMPO	YACIMIENTO	API	TOTAL RESERVAS PD+PUD	PRODUCCION ACUMULADA Bls. N. al 31/12/2010	REMANENTES EN DESARROLLO (PD) Bls. N. al 31/12/2009	REMANENTES NO DESARR. (PUD) Bls. N. al 31/12/2009	REMANENTES PD+PUD Bls. N. al 31/12/2009
Palanda	U Inferior	19,2	1.518.818	1.148.026	259.140	91.652	350.792
	T Inferior	25,0	4.119.565	3.725.285	394.280	0	394.280
	Hollin Superior	21,1	603.316	519.967	83.349	0	83.349
	Hollin Inferior	23,0	-	-	-	-	-
Subtotal			6.241.699	5.413.278	736.769	91.652	828.421
Yuca Sur	U Inferior	17,6	4.057.173	3.413.154	644.019	870.000	1.514.019
	T Inferior	26,3	8.512.701	6.477.269	2.035.432	1.230.000	3.265.432
	Hollin Superior	21,1	1.701.508	1.337.532	348.144	15.832	363.976
	Hollin Inferior	23,0	0	-	0	920.000	920.000
Subtotal			14.271.382	11.227.955	3.027.595	3.035.832	6.063.427
TOTAL PAL+ YUCA SUR.			20.513.081	16.641.233	3.764.364	3.127.484	6.891.848
Primavera	T Inferior	27,8	425.358	408.130	17.228	0	17.228
TOTAL PAL.+ YUCA SUR. + PRIM.			20.938.439	17.049.363	3.781.592	3.127.484	6.909.076

Fuente: tomado de Reservoir Annual Report-PYS-Jan 2011

2.4.1.6. Análisis de pruebas de presión

Para realizar un estudio sobre el potencial de los campos se debe tener información suficiente sobre el yacimiento en si para analizar adecuadamente el desempeño de los pozos y predecir su producción bajo varios modos de operación. Gran parte de la información requerida para hacer ingeniería tanto de yacimientos como de producción, es obtenida de las pruebas de presión transitoria, y a partir de esta información proceder a realizar el análisis nodal a los pozos.

Las pruebas de presión consisten en generar y medir variaciones de presión en el tiempo en los pozos y subsecuentemente estimar propiedades de la roca, del fluido y del pozo. La información práctica que se puede obtener de estas pruebas incluye: presión del reservorio, permeabilidad, daño a la formación, estimulación, volumen de reservas, discontinuidades del reservorio, etc. Toda esta información es utilizada para ayudar a analizar, mejorar y pronosticar el desempeño del reservorio.

La prueba de presión transitoria es una de las herramientas más importantes de diagnóstico, y podría resultar indispensable para un correcto análisis del pozo y/o del reservorio. La tabla 2.15 indica los parámetros obtenidos por cada tipo de prueba.

TABLA 2. 15 PARÁMETROS OBTENIDOS DE PRUEBAS DE POZOS

Tipo de Prueba	Parámetro Obtenido
DST	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Presión del yacimiento Límites del yacimiento Fronteras
Prueba de formación múltiple repetida	Perfil de Presión
Prueba de declinación de presión	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Límites del yacimiento Fronteras
Prueba de restauración de presión	Comportamiento del yacimiento Permeabilidad Daño Longitud de fractura Presión del yacimiento Fronteras
Prueba de paso de rata	Presión de rotura de formación Permeabilidad Daño
Prueba Falloff	Movilidad en varios bancos Daño Presión del yacimiento Longitud de fractura Ubicación del frente Fronteras
Prueba de pulso e interferencia	Comunicación entre pozos Comportamiento del tipo de yacimiento Porosidad Permeabilidad interpozos Permeabilidad vertical
Pruebas de yacimientos con capas	Propiedades de capas individuales Permeabilidad horizontal Permeabilidad vertical Daño Presión de capa promedio Fronteras externas

Fuente: tomado de Análisis Moderno de Pruebas de Pozos, Freddy H. Escobar, PhD

Es muy importante tener en cuenta que si se observa que está declinando rápidamente la producción en un pozo, previo a tomar una prueba de presión que requiere su cierre se debe evaluar el estado mecánico del pozo, y si este está en buenas condiciones, entonces proceder a tomar la prueba de presión para determinar con precisión el problema del pozo.

2.4.1.6.1. Tipos de pruebas de presión

En algunos casos, el tipo de prueba realizada se rige por los objetivos de la prueba. En otros casos la elección se rige por las limitaciones prácticas o conveniencias.

Pruebas Drawdown

En una prueba de declinación de presión, en un pozo que está estático, estable y de cierre en que se abre al flujo. A los efectos del análisis tradicional, el caudal se supone que es constante². Véase la figura 2.8.

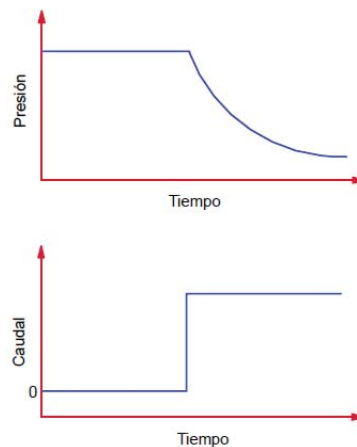


FIGURA 2. 8 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE PRUEBAS DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN

Fuente: tomado de Análisis moderno de Presiones de Pozos, Freddy Humberto Escobar M., PH.D

Muchas de las técnicas de análisis tradicionales toman como base o se derivan de las pruebas de declinación de presión. Sin embargo, en la práctica, una prueba de reducción puede ser bastante difícil de lograr en las condiciones previstas.

Por otro lado, las pruebas de reducción de presión es un buen método de depósito de las pruebas límite, ya que el tiempo requerido para observar una respuesta frontera es larga, y las fluctuaciones en el caudal de operación cada vez menos significativa en tiempos tan largos.

Pruebas Build Up

El análisis de una prueba de la acumulación requiere a menudo única modificación leve de las técnicas utilizadas para interpretar la prueba constante reducción tasa. La ventaja práctica de una prueba de la acumulación es que la condición de flujo constante de velocidad es más fácil de conseguir (ya que el caudal es cero). Véase la figura 2.9.

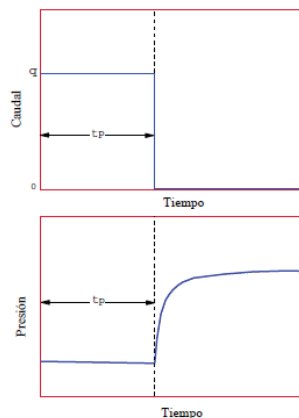


FIGURA 2. 9 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

Fuente: tomado de Análisis moderno de Presiones de Pozos, Freddy Humberto Escobar M., PH.D

Las pruebas Build up también tienen desventajas:

- Puede ser difícil de lograr la producción constante de velocidad antes del cierre pulg. En particular, puede ser necesario para cerrar la breve y ejecutar la herramienta de presión en el agujero.
- La producción se ha perdido, mientras que el pozo se cierra.

Prueba de Inyección

Una prueba de inyección es conceptualmente idéntica a una prueba de reducción. Las tasas de inyección se pueden controlar con más facilidad que las tasas de producción, sin embargo el análisis de los resultados de la prueba puede ser complicado por los efectos de varias fases a menos que el fluido que se inyecta es el mismo que el fluido del yacimiento original. Véase la figura 2.10

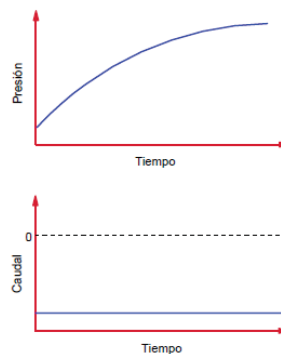


FIGURA 2. 10 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE PRUEBAS DE INYECCIÓN
Fuente: tomado de Análisis moderno de Presiones de Pozos, Freddy Humberto Escobar M., PH.D.

Al igual que con las pruebas de inyección, prueba de caída, la interpretación es más difícil si el fluido que se inyecta es diferente del fluido del yacimiento original.

Fall off Test

Una prueba de caída mide la disminución de la presión después de la clausura de una inyección. Es conceptualmente idéntica a una prueba build up.⁵ Véase la figura 2.11.

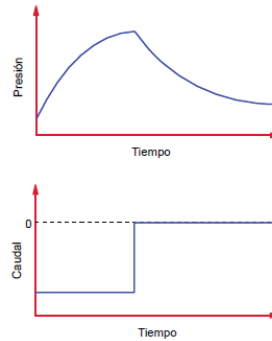


FIGURA 2. 11 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE PRUEBA FALLOFF
Fuente: tomado de Análisis moderno de Presiones de Pozos, Freddy Humberto Escobar M., PH.D

Al igual que con las pruebas de inyección, prueba de caída, la interpretación es más difícil si el fluido que se inyecta es diferente del fluido del yacimiento original.

Pruebas de interferencia

En una prueba de interferencias, se analiza un pozo productor con relación al comportamiento de la presión en diferentes pozos. Se utilizan monitores que registran el cambio de presión en el reservorio. Una prueba de interferencia controla los cambios de presión en el depósito, a una distancia de la producción original. Por lo tanto una prueba de interferencia puede ser útil para caracterizar las propiedades del yacimiento en una escala de longitud mayor que un solo pozo.

Los cambios de presión a una distancia desde el productor son mucho más pequeñas que en el pozo productor en sí, por lo que las pruebas de interferencia requieren grabadoras sensibles a la presión y puede tomar mucho tiempo para llevar a cabo. Las pruebas de interferencia pueden ser utilizadas independientemente del tipo de cambio de presión inducidas en el pozo activo (reducción, la acumulación, la inyección o caída).

Drill Stem Test (DST)

Una prueba de vástago de la broca es una prueba que utiliza una herramienta especial montada en el extremo de la sarta de perforación. Es una prueba común para poner a prueba un pozo recién perforado, ya que sólo puede llevarse a cabo mientras un equipo está por encima del agujero.

El análisis de DST requiere técnicas especiales, ya que el caudal no es constante como el nivel del líquido se eleva en la columna de perforación. También pueden surgir complicaciones debido a los efectos de movimiento y la fricción, y el hecho de que la condición es también afectada por la perforación y operaciones recientes de ejecución pueden influir en los resultados.

Las pruebas de presión para los pozos Pindo y Palanda-Yuca Sur se describen en el anexo 12.

2.4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

2.4.2.1. Sistemas de levantamiento artificial

La estrategia de explotación de un yacimiento establece los niveles de producción en distintos pozos o en su punto de drenaje. Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento es necesario seleccionar el

método de producción óptimo. Este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible, siendo así la manera más conveniente y económica de producir un pozo.

La mayoría de los pozos son capaces de producir mediante flujo natural en la primera etapa de vida productiva. No obstante, una vez finalizada la producción por flujo natural, es necesario el uso de una fuente externa de energía para poder seguir manteniendo los niveles de producción eficientes del yacimiento. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, lo que se denomina levantamiento artificial. Este se puede Lograr por medio de la instalación de aparatos mecánicos en el pozo, como bombas, o reduciendo el peso de la columna hidrostática por medio de la inyección de gas a cierta profundidad del pozo.

El levantamiento artificial se necesita en aquellos pozos donde la presión del yacimiento no es suficiente para eyectar los fluidos hasta la superficie, aunque en muchos casos se acude al levantamiento artificial para acelerar la explotación de pozos en los que el levantamiento artificial no es imprescindible.

El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que generen problemas de producción arenamiento, conificación de agua, etc.

2.4.2.2. Tipos de sistemas de levantamiento artificial

Luego de un profundo análisis de las características del pozo, se procede a seleccionar un método adecuado que nos permita alcanzar el mejor Índice de productividad. Los métodos más comúnmente aplicados son:

- ♣ Levantamiento con bombas mecánicas.
- ♣ Levantamiento con bombas hidráulicas.
- ♣ Levantamiento con bombas eléctricas sumergibles.
- ♣ Levantamiento con inyección de Gas.

Según la disponibilidad de la energía eléctrica, combustibles y agua, los ingenieros petroleros escogen el método más apropiado para las condiciones del campo y, si es preciso, se puede usar una combinación de estos sistemas.

2.4.2.3. BOMBEO MECÁNICO

El método de levantamiento artificial más común y antiguo del mundo es el bombeo mecánico. Debido a su simplicidad y robustez, es posible su aplicación en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento. Sin embargo, existen límites físicos para la aplicación en cuanto a profundidad y caudales a levantar.

El método consiste en la instalación de una bomba de subsuelo de acción recíprocante que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas; esta energía proviene a su vez de un motor eléctrico o de combustión interna al cual moviliza la unidad de superficie mediante sistema de engranajes y correas. El movimiento rotativo en la unidad de superficie se convierte en movimiento recíprocante en el subsuelo.

Mueve hacia abajo y produce un punto de compresión cuando la presión interna es superior a la que exista en la válvula viajera, esta se abre y el fluido es transferido al pistón hasta llegar al punto muerto inferior, donde se repite al ciclo de bombeo. No obstante hay que tener presente que la tubería deba ser capaz de soportar la presión debido a la columna de flujo sobre la bomba.

2.4.2.3.1. Equipos de superficie

- Motor
- Caja de engranaje
- Manivela
- Pesas o contra peso
- Prensa estopa
- Barra pulida
- Unidad de bombeo (Balancines tipo API, Convencional, Uнитарque, Balanceada por Aire)

La unidad de bombeo

El funcionamiento de las bombas de subsuelo se realiza por medio de las varillas cuyo movimiento es generado por la unidad de bombeo o balancín. Estas unidades están clasificadas de la siguiente manera: Convencionales, Balanceadas por Aire y las unidades del tipo Uнитарque Mark II.

Existe una amplia gama de tamaños de unidades de bombeo, fabricándose para capacidades desde 6400 libras-pulgadas de torque y 2100 libras de capacidad de carga hasta 912000 libras-pulgada de torque y 42700 libras de capacidad de carga, con carreras que oscilan entre 24 pulgadas hasta 168 pulgadas.

La estructura de la unidad está construida con perfiles standard, que pueden ser ángulo o doble T, de acero al carbono y manganeso. Toda su construcción es soldada con electrodo, con atmósfera inerte. Los movimientos van todos con rodamientos.

El motor

Los motores de combustión interna son empleados en yacimientos que no están electrificados o bien en pozos aislados muy remotos en donde no conviene tender líneas eléctricas.

Existen dos clases de motores de combustión interna: motores diesel y motores a explosión.

El motor diesel es el más difundido pues este tipo presenta más seguridad en cuanto a peligros de incendios. Los motores de explosión, como tienen encendido por bujías, se exponen a que ante una acumulación eventual de gas alrededor del aparato de bombeo se pueda producir la ignición del gas, provocando luego un incendio.

2.4.2.3.2. Equipos de fondo

- Tubería de producción
- Ancla de Tubería
- Sarta de Cabilla (Varillas API o convencionales, Varillas no API o Continuas).
- Bomba de Subsuelo (Bombe de Tuberia, Bombe de Cabilla o Insertable, Ancla de Gas).
 - Barril o Cilindro de la Bomba.
 - Embolo o Pistón.
 - Las válvulas.
 - Anclaje o zapata.

Bomba de subsuelo

El principio de operación de la bomba de desplazamiento positivo, el cual es comúnmente usado hoy día fue descubierto por los chinos hace unos dos mil

años. Ellos usaron el principio para el levantamiento de agua, y aunque los materiales y arreglos de las partes han cambiado significativamente, el principio permanece igual.

Secuencia de la bomba de subsuelo

En la carrera ascendente (upstroke), el fluido ingresa a través de la válvula estacionaria a la cámara de compresión entre las dos válvulas. Cuando el pistón inicia su carrera descendente, la válvula estacionaria se cierra y el fluido entre las válvulas es comprimido. Cuando la presión del fluido comprimido es mayor que la presión que actúa sobre la válvula viajera, hace que la válvula viajera se abra y el fluido comprimido fluye a través de la válvula viajera a medida que el pistón continúa bajando en el barril de la bomba. Cuando el pistón inicia su carrera ascendente, la válvula viajera cierra y el fluido atrapado por encima de ésta es levantado hacia la superficie. También, un nuevo ciclo de bombeo inicia porque la válvula estacionaria abre, admitiendo más fluido en la cámara de compresión. Véase figura 2.12.

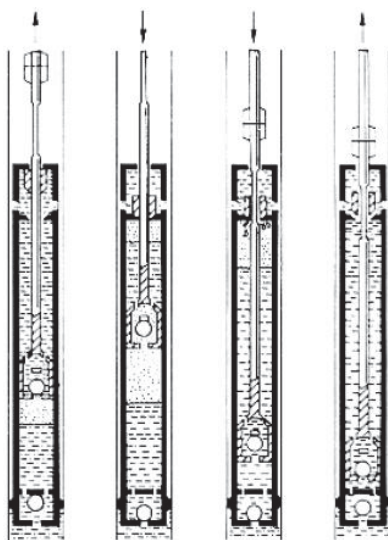


FIGURA 2. 12 SECUENCIA DEL BOMBEO MECÁNICO

Fuente: tomado de Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, CIED PDVSA, 2001

Aunque solo una relativamente pequeña cantidad de fluido es bombeada en cada carrera, la producción de un pozo puede ser grande debido a que la bomba trabaja 24 horas al día a una tasa constante de bombeo.

Partes básicas de las bombas

El arreglo de estas cinco partes básicas es esquematizado en la, y las partes básicas están representadas mediante letras.

Barril o Cilindro de la Bomba

Básicamente, hay dos principales clasificaciones de las bombas de barril; las bombas insertables y las bombas de tubería de producción (tubing pumps).

Hay algunas variaciones en cada una de ellas, tales como el espesor, método de enroscamiento, barriles para pistones metálicos o pistones suaves, etc. Para cualquier material de barril dado, la longitud del barril es directamente relacionada a su diámetro exterior y al espesor de sus paredes.

Hay barriles con paredes delgadas utilizadas para pozos de someros a medianamente profundos; y barriles con paredes gruesas para usos en pozos profundos donde las cargas son mayores.

Embolo o Pistón

Los pistones compuestos o pistones de más de una pieza deben ser compatibles en longitud con los pistones de una sola pieza. El diseño y construcción de los pistones no metálicos no ha sido estandarizados, por tanto el usuario debe especificar la medida, tipo y número de anillos

empacables en el pistón de acuerdo al catálogo del manufacturero cuando vaya a realizar un pedido de un pistón de este tipo.

Los pistones metálicos de hoy vienen con sus extremos roscados o no. Las superficies de estos pistones pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (el más popular), el cual contiene una aleación de cromo, boro y silicio.

Los pistones de cromo o níquel plateado son recomendados para todas las condiciones abrasivas pero no donde existan problemas de H₂S o pozos que hayan sido acidificados. Los pistones no metálicos son adecuados en ocasiones en que la calidad de lubricación es pobre o inexistente y donde la abrasión desgasta a los pistones metálicos.

Las válvulas

La entrada de fluido y la descarga que se realiza en la cámara de compresión formada por el barril y el pistón es controlada por las válvulas fija y viajera.

El llenado de la cámara se realiza a través de la válvula fija y el vaciado se lo hace por medio de la válvula viajera.

Una bomba API de barril estacionario tiene la válvula viajera ubicada en el extremo superior del pistón mientras que la válvula fija o estacionaria está ubicada en la parte inferior del barril. Una bomba de barril viajero tiene la válvula viajera ubicada en el barril mientras que la válvula fija se localiza en el pistón.

Anclaje o zapata

Constituye el quinto elemento básico en las bombas de subsuelo, el cual se encarga de anclar y sellar la bomba a la tubería de producción (tubing). Estos anclajes son clasificados como del tipo copas y del tipo mecánico. El anclaje sello del tipo copas utiliza plástico o una composición similar como elemento sellante. Este tipo de sello actúa muy bien para todas las profundidades. Sin embargo cuando las temperaturas de fondo son mayores a 250 F, se deberán utilizar ensamblajes de fondo del tipo mecánico, aunque no son recomendados para aquellos pozos que tienen producción de Sulfuro de Hidrógeno.

Sarta de varillas de succión

Son las encargadas de transmitir el movimiento rectilíneo alternado originado por la unidad de bombeo (Balancín) a la bomba de subsuelo.

Un buen diseño de la sarta de varillas es la parte más importante de un exitoso sistema de bombeo mecánico. Este diseño se realiza en base a las normas y especificaciones hechas por el Instituto Americano del Petróleo, donde se abordan tópicos como: cuidado, transporte y almacenamiento de las varillas; tratamientos químicos contra la corrosión y determinación de los esfuerzos permisibles en las varillas a partir del rango de esfuerzos de las mismas.

2.4.2.3.3. Tipos de completaciones de bombeo mecánico más usadas

Completación convencional

Esta opción representa el arreglo más común de este método de producción a nivel mundial. En el mismo, la producción fluye por la tubería de producción

y parte del gas libre es separado, de forma natural o mejorada a través de separadores, antes de que entre a la bomba de subsuelo. El gas separado fluye por el espacio anular entre el revestidor del pozo y la tubería de producción y puede ser descargada a la superficie utilizando una conexión a la línea de flujo.⁸ Véase la figura 2.13.

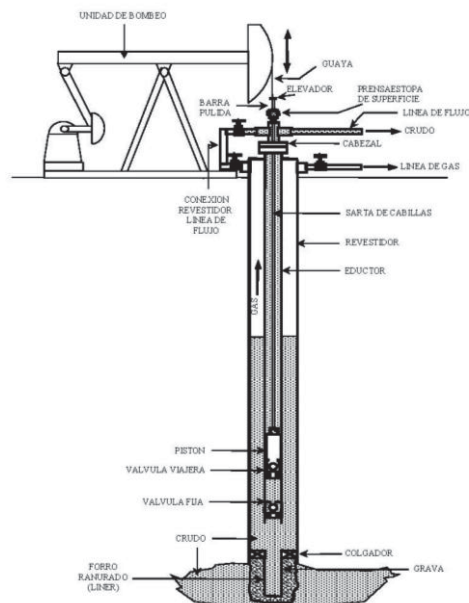


FIGURA 2. 13 COMPLETACIÓN CONVENCIONAL

Fuente: Tomado de Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, CIED PDVSA, 2001

Diluyente por el anular

Esta opción representa dos terminaciones o arreglos originarios del oriente del país, donde es necesario inyectar diluyente para disminuir la viscosidad del crudo antes de que entre en contacto con la sarta de varillas, con el fin de mejorar la eficiencia del sistema reduciendo la viscosidad del fluido a levantar y transportar.

⁸ Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, CIED PDVSA, 2001

En ambos, la producción fluye a través de la tubería de producción hasta la superficie, mientras que el diluyente es inyectado a través del espacio anular. Estas completaciones son: sin empacadura de fondo y con empacadura de fondo, a continuación se describen:

Completaciones sin empacadura de fondo

En esta se representa la situación donde el diluyente se inyecta por gravedad desde la superficie o mediante una tubería delgada (“coiled tubing”) a cualquier profundidad, incluso por debajo de la bomba. En esta terminación es posible separar parte del gas libre hacia el anular del pozo. Esto es debido a que no es necesario aislar las perforaciones del espacio anular porque la presión de inyección en éste es baja.

El diluyente se mezcla con el crudo antes de, o justo en la entrada de la bomba. Esto implica que parte de la capacidad de bombeo es usada para desplazar el diluyente que es mezclado con el crudo. En condiciones estables, la columna de líquido en el anular está formada sólo por diluyente y gas, ya que el diluyente es más liviano que el crudo y el agua.⁹ Véase figura 2.14

⁹ *Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, CIED PDVSA, 2001*

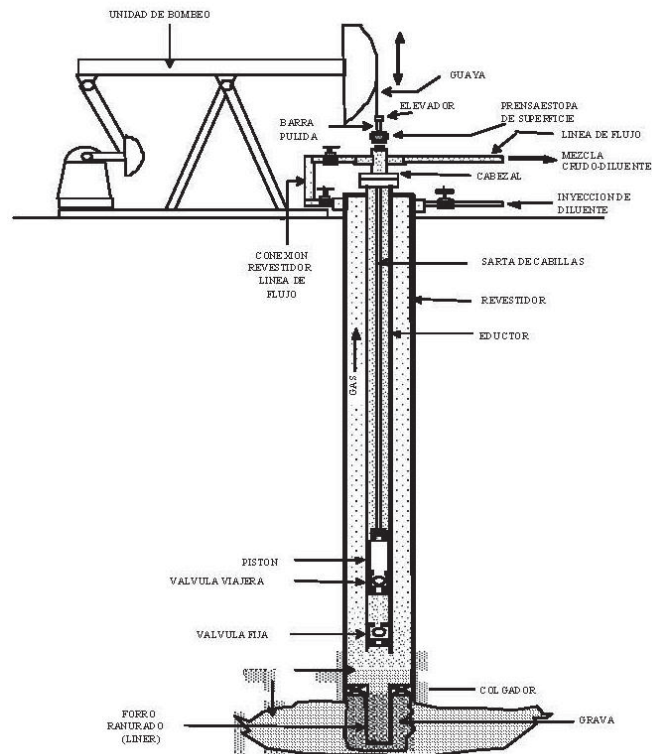


FIGURA 2. 14 DILUYENTE POR EL ANULAR SIN EMPACADURA
 Fuente: tomado de Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, CIED PDVSA, 2001

Completaciones con empacadura de fondo

Si el diluyente se inyecta a alta presión a través del espacio anular, lo cual puede realizarse mediante algún dispositivo de inyección de diluyente de subsuelo (el cual va instalado en la bomba o en la tubería de producción), es necesario aislar las perforaciones mediante una empacadura de fondo. En este caso no es posible realizar la separación del gas libre en el fondo, el cual debe ser manejado por la bomba de subsuelo. Véase la figura 2.15.

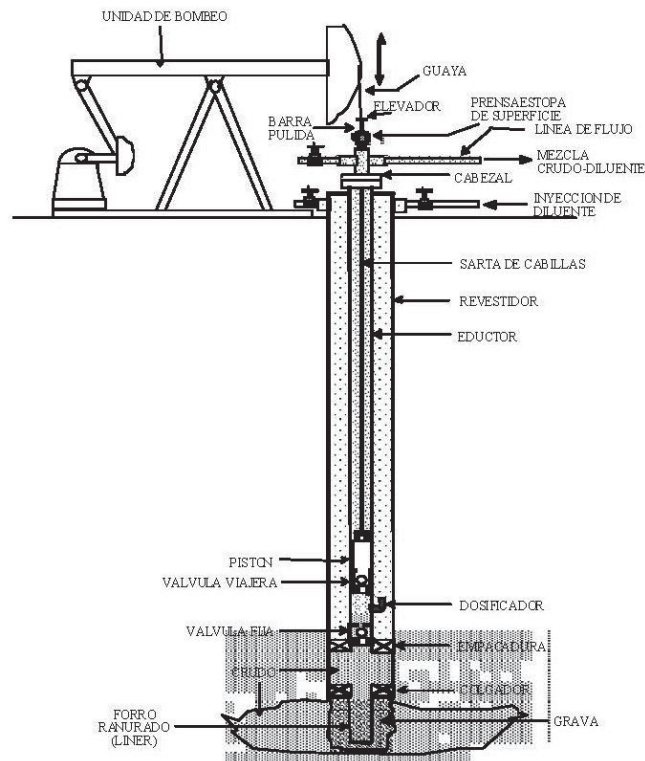


FIGURA 2. 15 DILUYENTE POR EL ANULAR CON EMPACADURA
Fuente: tomado de Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico, CIED PDVSA, 2001

2.4.2.3.4. Parámetros de aplicación

- Este método de levantamiento se encuentra entre 20 y 2000 (BPPD).
- Se pueden aplicar a una profundidad no mayor a 9000 pies.
- No se puede utilizar en pozos desviados.
- No debe existir presencia de arenas.
- Se utiliza en pozos con temperaturas no mayores a 500 F.

El yacimiento que se produce por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El método de

levantamiento con bombas mecánicas se usa normalmente en pozos de poca profundidad.

2.4.2.3.5. Ventajas del bombeo mecánico

- Confiabilidad y bajo mantenimiento.
- Alto valor residual del equipo de superficie.
- Facilidad para ajustar la tasa en superficie.
- Permite alcanzar un alto grado de depleción.
- Varias alternativas para la fuente de poder (motor diesel o eléctrico).
- Operación, análisis sencillos y fácil reparación técnica.
- Tolerancia a las altas temperaturas.
- Facilidad para el intercambio de unidades entre pozos.
- Aplicable a huecos estrechos y completamientos múltiples.
- Permite el levantamiento de crudos con viscosidades relativamente altas.
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de escalas.
- Disponibilidad de diferentes tamaños de unidades.
- Permite una operación más eficiente mediante el uso de unidades con doble sistema de válvulas, lo que permite bombear tanto en la carrera ascendente, como en la descendente.

2.4.2.3.6. Desventajas del bombeo mecánico

- Los caudales que permite bombear son relativamente bajos.
- Requiere de gran espacio en superficie, siendo poco recomendable en plataformas costa afuera y en locaciones urbanas.
- Presenta mayor desgaste de las varillas en pozos desviados.
- Problemas de fricción en pozos tortuosos.

- Baja tolerancia a la producción de sólidos.
- Limitado por profundidad (debido a la resistencia de las varillas de succión).
- Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta producción de gas.
- Susceptible a la formación de parafinas.
- El tubing no puede ser recubierto internamente para protegerlo contra la corrosión.
- Poca resistencia al contenido de H₂S.
- En pozos de diámetro pequeño, se limita el caudal a producir, por el tamaño del equipo de subsuelo.

2.4.2.2. BOMBEO HIDRÁULICO

2.4.2.5. Circuito abierto

El sistema de fluido motriz abierto fue el primero que se utilizó y su aplicación es la más sencilla y económica. En este sistema, el fluido motriz retorna a la superficie mezclado con el aceite producido, ya sea a través de la tubería de descarga o por el espacio anular de las tuberías de revestimiento, producción o inyección, dependiendo del equipo de subsuelo que esté instalado. La aplicación de este sistema presenta varias ventajas como son: la adición de fluido motriz limpio en pozos que contienen alto porcentaje de agua salada, se reduce dicho porcentaje y por consiguiente disminuye el efecto de corrosión; de la misma manera, la adición de aceite ligero puede reducir la viscosidad en pozos productores de aceite pesado.

2.4.2.6. Circuito cerrado

En el sistema de fluido motriz cerrado, es el método más completo que existe en la actualidad. En este sistema, el fluido motriz retorna a la superficie

independientemente del aceite producido, fluyendo nuevamente hasta el tanque de almacenamiento y formándose así un circuito cerrado; esto se logra por medio de una tubería extra que va alojada en un dispositivo mecánico llamado “Cámara de Fondo” instalada en el fondo del pozo.

La principal ventaja es la medición exacta de los fluidos producidos por el pozo. La exigencia de una sarta adicional de tubería, más la complejidad asociada del diseño en el fondo, hace que el sistema cerrado sea más costoso que el abierto. Por esta razón, el sistema de fluido motriz cerrado es menos popular y se utiliza menos que la configuración abierta de fluido motriz. Véase la figura 2.16.

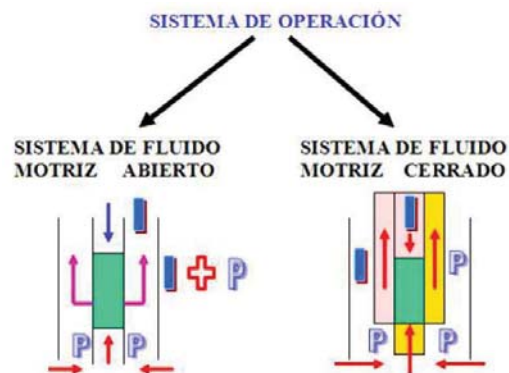


FIGURA 2. 16 SISTEMA DE OPERACIÓN

Fuente: tomado de Bradley H.B. - Petroleum Engineering Handbook, 1987

2.4.2.7. Bombeo hidráulico tipo pistón

En su estructura básica se trata de motor hidráulico y una bomba de petróleo combinadas en una sola unidad. La parte superior de esta unidad consiste en un motor hidráulico de pistón alternativo de doble efecto, que es impulsado por el petróleo motriz que bombea al pozo la unidad de poder. La acción del pistón motor se controla automáticamente mediante una válvula que dirige el petróleo motriz alternativamente hacia un lado del motor y luego hacia el otro; mientras admite petróleo motriz en un lado del cilindro del motor, la válvula permite el escape del utilizado en el otro lado; el petróleo motriz

descargado fluye nuevamente hacia la superficie conjuntamente con el petróleo de formación. La parte inferior de esta unidad, es una bomba a pistón, de doble efecto, con válvulas tipo bola en cada extremo. El fluido del pozo entra a la unidad por la parte inferior y se dirige hacia un lado del cilindro de la bomba, mientras se descarga el contenido del otro. El pistón motor y el pistón de bombeo están conectados por un vástago intermedio y son solidarios.. El vástago inferior, lo mismo que los otros vástagos, hueco; de tal manera equilibra la presión del petróleo motriz en ambos extremos del conjunto vástago y pistones. Véase la figura 2.17

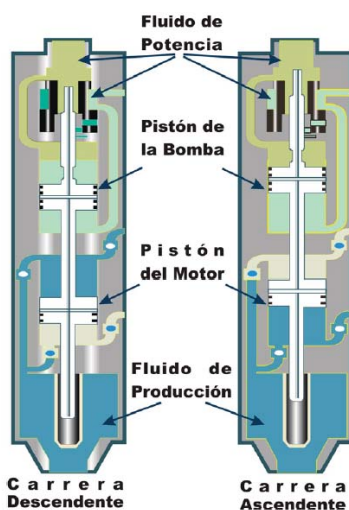


FIGURA 2. 17 ESTRUCTURA INTERNA DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO PISTÓN
Fuente: tomado de Muñoz y Torres evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros, 2007

2.4.2.7.1. Ventajas del bombeo hidráulico tipo pistón

El bombeo hidráulico tipo pistón ha tenido gran aceptación en los últimos años; ya que ofrece ventajas que lo diferencian de otros sistemas de levantamiento artificial. Puede alcanzar profundidades hasta de 18,000 pies y para sustituir o darle mantenimiento al mecanismo (motor - bomba) no se requiere equipo de reparación, únicamente se invierte el sentido del fluido motriz y es desacoplado el motor y la bomba, haciéndose llegar a la

superficie por el desplazamiento del fluido motriz (bomba tipo libre). Otras ventajas son:

- Buena eficiencia volumétrica.
- No requiere de ningún tipo de conexión eléctrica.
- Opciones de recuperabilidad por cable o por circulación de fluido.
- Tasa de producción fácil de ajustar, lo cual, es especialmente útil ante la declinación del pozo.
- Aplicable en pozos profundos y desviados.
- No ocupa grandes espacios en superficie (excepto por el requerido para las facilidades de tratamiento de fluido).
- La fuente de poder para la compresión del fluido motriz puede ser eléctrica o con motor a gas.
- Permite alcanzar muy bajas presiones de fondo.
- Aplicable a completamientos múltiples y a plataformas costa afuera.
- Permite controlar la corrosión en sistemas cerrados y reducción de viscosidad con fluidos calientes en sistemas abiertos.
- Se puede aplicar a altas temperaturas.
- Su diseño permite ser aplicado a grandes profundidades.

2.4.2.7.2. Desventajas del bombeo hidráulico tipo pistón

Funciona con movimiento mecánico, por lo tanto presenta desgaste y rompimiento de las partes móviles.

- Baja tolerancia a la presencia de sólidos, tanto en el fluido de potencia como en el fluido de producción.
- Solo permite manejar tasas de producción de medias a bajas.

- Riesgo de incendio al usar aceite como fluido de potencia y de explosión por las elevadas presiones que se manejan en superficie.
- Requiere de grandes cantidades de aceite para ser utilizado como fluido de potencia, lo que lo hace poco rentable.
- Los costos de operación pueden ser elevados.
- Dificultad para el manejo de gas libre, ya que no puede ser venteado en un completamiento convencional. Para tal fin requiere de un tubing adicional, lo que incrementa los costos.
- Dificultad para el tratamiento de escalas por debajo del empaque.
- Dificultad para descubrir fallas en la bomba y para obtener resultados confiables en pruebas de pozo a baja tasa.
- Requiere de dos líneas de tubería, una para el manejo del fluido motriz y otra para el fluido producido.
- Requiere de facilidades para el tratamiento del agua, cuando esta es utilizada como fluido motriz.

2.4.2.7.3. Parámetros de aplicación

- Su profundidad operativa está entre 7,500 @ 10,000 pies (TVD), máximo 17,000 pies.
- El sistema trabaja con volúmenes de 50 @ 500 BPD, máximo 4,000 BPD.
- El rango típico de temperatura está entre 100 @ 250 °F, máximo 500 °F.

2.4.2.8. Bombeo hidráulico tipo jet

El bombeo tipo Jet, es un sistema especial de bombeo hidráulico, no ocupa partes móviles, y el bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

El fluido motriz entra por la parte superior de la bomba y pasa a través de la tobera, que descarga un chorro en la cámara de entrada de los fluidos del pozo, la cual tiene comunicación con la formación. En la cámara de mezclado cuyo diámetro es mayor al de la tobera, se mezclan los fluidos producidos y el fluido motriz. Al mismo tiempo que se efectúa la mezcla, el fluido motriz pierde energía que es ganada por los fluidos del pozo. Después, la mezcla pasa al difusor, en donde la energía que en su mayor parte es conservada en forma de velocidad se convierte en presión estática; cuando esta presión es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, se establece el flujo hacia la superficie. Véase la figura 2.18.

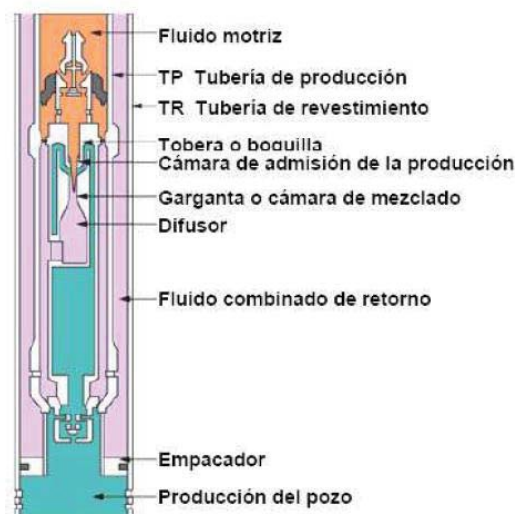


FIGURA 2. 18 COMPONENTES DE LA BOMBA JET

Fuente: tomado de Bradley H.B. - Petroleum Engineering Handbook, 1987

2.4.2.8.1. Ventajas del bombeo hidráulico tipo jet

- No tiene partes móviles.
- Tolera cierto contenido de sólidos en la sarta de producción y en la de potencia.
- Permite múltiples formas de sentar y recuperar la bomba.
- No tiene problemas con pozos tortuosos o desviados.

- No ocupa grandes espacios en superficie, lo que lo hace aplicable en locaciones semiurbanas y costa afuera.
- Permite aplicar fácilmente tratamientos de inhibición de corrosión y contaminantes, ya que estos pueden ser bombeados junto con el fluido de potencia.
- Buena tolerancia a relaciones gas-liquido relativamente altas (aproximadamente 3000 scf/bbl).
- Costos de remplazo de las bombas relativamente bajos.
- El fluido de potencia no debe estar tan limpio como en el HPP.

2.4.2.8.2. Desventajas del bombeo hidráulico tipo jet

- Baja eficiencia volumétrica (30 a 35 %).
- Requiere de un cierto grado de sumergencia en el fluido de producción.
- El diseño de las facilidades de superficie es más complejo, debido a las líneas de inyección y recolección.
- Transferencia de energía limitada.
- Sensibilidad a la contrapresión del pozo.
- Requiere de sistemas de contingencia para las facilidades de superficie.
- Peligro de incendio al manejar aceite como fluido de potencia y riesgo de explosión por los fluidos a alta presión en superficie.
- La bomba puede presentar cavitación bajo ciertas condiciones.

2.4.2.8.3. Parámetros de aplicación

- Debido a que la bomba no tiene partes móviles, se puede utilizar en pozos con fluidos sucios (parafinosos) y con alto contenido de gas.

- La bomba puede ser asentada a cualquier profundidad tomando en cuenta que debe haber suficiente presión de succión para evitar la cavitación.
- Las bombas hidráulicas jet tienen baja eficiencia (20-30) %.

2.4.2.9. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El Bombeo electrosumergible, es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

Es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-aceite.

Sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido, etc.

En la figura 2.19 es una representación de los componentes del Bombeo electrosumergible.

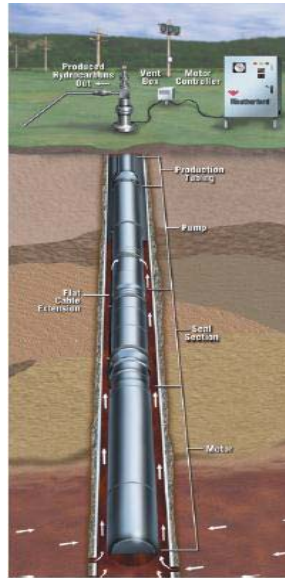


FIGURA 2. 19 COMPONENTES DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
Fuente: tomado de Weatherford Products & Services Catalog

2.4.2.9.1. Equipos de superficie

Variadores de frecuencia

El sistema de bombeo electrosumergible (BES) es inflexible cuando opera a una velocidad fija porque se limita el gasto de producción a un rango fijo y la carga de salida a un valor fijo para cada gasto. El variador de frecuencia (VDF) es un controlador de motor que permite operar el sistema BES en un rango amplio de frecuencia en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. Así el gasto de producción, la carga o ambos se pueden ajustar, dependiendo de la aplicación, al variar la velocidad de la bomba, sin modificaciones en el equipo de fondo.

La operación básica del VDF es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa DC.

El propósito principal para usar el VDF en el sistema BEC es la flexibilidad en el bombeo, pero también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad

controlada automáticamente, supresión de transitorios de línea y eliminación de estrangulamientos superficiales.

Generadores

Los generadores son máquinas síncronas que se usan para transformar energía mecánica en la modalidad de movimiento rotatorio, en energía eléctrica. Es importante aclarar, que se usa el término máquina síncrona en vez de generador en algunas ocasiones, refiriéndose al mismo elemento.

El término síncrono se refiere al hecho de que la frecuencia eléctrica de esta máquina está atada o sincronizada con la velocidad de rotación de su eje, dependiendo del rotor que se le coloque en el centro a la máquina.

Cuando un generador trabaja aisladamente, las potencias real y reactiva que deben entregarse son determinadas por la carga que se les asigne y la corriente de campo que son las que controlan la frecuencia y el voltaje terminal, respectivamente.

2.4.2.9.2. Equipos de fondo

Sensor de fondo

Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BES. Tubular de aproximadamente 1.50 mt., con el anillo sensor de presión y la electrónica almacenada en el tercio superior del cuerpo del sensor. Tiene entrada para conectarse con un flujo metro u otro sensor de cabeza.

Se conecta al motor de fondo a través de un cable de alimentación y un cable de señal.

Se alimenta de pulsos de corriente continua de +- 120 Voltios, cuando la señal es censada por el anillo de presión es traducida a señal eléctrica y

enviada a través del cable de potencia del sistema a superficie, donde es aislada de la corriente alterna en el panel de choque y esta señal es enviada al panel de control. Este sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión, vibración, corriente de fuga, y flujo.

Se han encontrado referencias de una correlación entre la vibración y la producción de arena a través de la bomba. De igual manera altos niveles de vibración pueden estar indicando un probable problema por venir. Importante disminuir la frecuencia y revisar los parámetros.

Los sensores proveen una diversidad de mediciones de fondo de pozo y opciones de respuesta, e incluyen los siguientes parámetros:

- Fuga de corriente
- Presión de descarga
- Presión de admisión
- Temperatura de admisión
- Aceite del motor y de la temperatura del bobinado
- Vibración del motor y de la bomba

Cada uno de estos parámetros medidos puede programarse para que un interruptor eléctrico se dispare con un valor umbral dado, deteniendo de inmediato el motor para protegerlo de daños posteriores. En muchas instalaciones, se puede ajustar los parámetros de la bomba, en forma remota para corregir un problema.

Motor Electrosumergible

En las aplicaciones de sistemas artificiales, el motor eléctrico sumergible es trifásico, del tipo de inducción (inducción de barras) que se encuentra lleno

de aceite para enfriamiento y lubricación. Resiste altos esfuerzos de torsión de arranque permitiendo que llegue a su velocidad de operación en menos de 15 ciclos, impidiendo de esta manera la sobrecarga prolongada de la línea eléctrica.

La profundidad de colocación se limita normalmente por encima del fluido entrante y en zonas donde se tenga una sección con desviaciones uniformes y sin alta pata de perro. Cuando se instala frente a las perforaciones, se debe usar camisa de motor.

Bajo condiciones normales de operación, el motor opera aproximadamente a 3500 rpm a 60 Hz, 2915 a 50 Hz.

Componentes del motor y funciones

Los principales componentes del motor son: Rotores, estator, cojinete, eje, zapata, bujes, carcaza, "T" Rings, aceite dieléctrico, bloque aislante, accesorios, etc.

Rotor: Es uno de los componentes internos del motor y es que genera los HP del motor. Por ejemplo en un motor de 180 HP y si el motor consta de 10 rotores, cada uno de ellos está aportando 18 HP.

Estator: Es el bobinado del motor electrosumergible y viene encapsulado, está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas y para su aplicación en los pozos BES se debe tener en cuenta varios factores, tales como la temperatura de fondo del pozo, la posición de sentado, etc. Véase la figura 2.20.

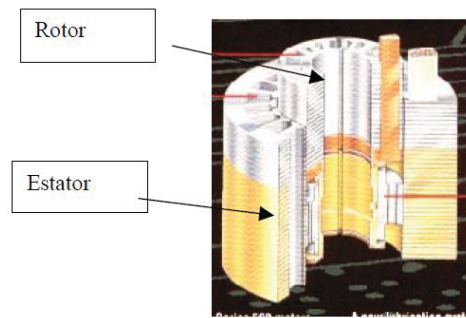


FIGURA 2. 20 ROTOR Y ESTATOR
Fuente: Tomado de Manual BES ESP OIL, 2004

Camisa de motor en operaciones BES

El enfriamiento se obtiene mediante la transferencia de calor al fluido del pozo que pasa por el motor a través de un aceite altamente refinado que además provee resistencia dieléctrica, lubricación y buena conductividad térmica. Para los casos en que la tubería de revestimiento es grande y la productividad del pozo es pequeña, la alternativa es usar camisa de motor para incrementar la velocidad del fluido y obtener mejor enfriamiento; la velocidad mínima recomendada por los fabricantes es de 1.0 pie/segundo.

Otra alternativa de optimizar el enfriamiento es la de instalar centralizador entre motor y motor, con la finalidad de que los motores no estén recostados sobre la pared de la tubería de revestimiento y se tenga una transferencia de calor y enfriamiento uniforme y óptimo.

Sección Sellante

Parte vital del ensamble del equipo de fondo. Conecta la flecha del motor con la de las bombas, entre sus funciones tiene la de evitar la migración del fluido de pozo dentro de los motores a través de una serie de sellos. Permite y absorbe la expansión del aceite dieléctrico que se encuentra en el motor resultado de las gradientes de temperatura.

Ecualiza la presión del anular de la tubería de revestimiento con el aceite dieléctrico. Esta ecualización de presión con el motor evita que fluidos del pozo migren dentro del motor por las juntas.

Como barrera de separación o aislamiento del fluido del pozo a través de una serie de arreglos mecánicos llamados cámaras. Estas cámaras pueden ser de 2 tipos de bolsa o laberínticos: cámaras de bolsa crea una barrera mecánica contra el fluido del pozo impidiendo que este pase a través de ellas. Estas bolsas están llenas con aceite dieléctrico que cuando se expande sella prácticamente el anular interno del sello actuando como un empacador “packer”.

Succión o Separador de Gas

En pozos que presentan altos volúmenes de gas se hace necesaria la presencia de un dispositivo que ayude a eliminar el gas libre (no en solución). Básicamente existen 2 tipos de separadores de gas:

Estáticos o laberínticos: que al igual que los sellos, el arreglo mecánico interno que tienen estos separadores permiten que el gas tomado en la admisión del separador continúe su migración ascendente orientándolo hacia el anular, mientras fuerzan al fluido del pozo a entrar a una cámara inferior por diferencia de densidad, nuevamente, para luego ser impulsados hacia arriba.

Separadores centrífugos: porque la separación se realiza gracias al proceso de centrifugación que obliga al gas a pegarse a la flecha mientras separa al fluido por diferencia de gravedad específica hacia las paredes del dispositivo separador para luego orientar este gas separado del fluido hacia el anular, el fluido a su vez es dirigido hacia las bombas.

Bomba Electrosomergible

Son del tipo centrífugo de múltiples etapas, cada etapa consiste de un impulsor (dinámico) y un difusor (estático). El número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida.

Las bombas se fabrican de diferentes materiales de acuerdo a los requerimientos del pozo y del operador.

Cada etapa provee una altura de levantamiento de fluido Ejm. Si para producir 2500 barriles tenemos una carga dinámica de 3000 pies y la bomba seleccionada levanta 30 pies por etapa, el número total de etapas requeridas es $3000 \text{ pies} / 30 \text{ pies/etapa} = 100 \text{ etapas}$.

Al igual que los motores se fabrican de diferentes diámetros que son los números de serie que adoptan los equipos: 400, 540, 675, 513, etc. (400 como número de serie significa que la bomba tiene un diámetro de 4.00"). Los gastos varían desde 200 barriles hasta 80,000 barriles. Véase figura 2.21.

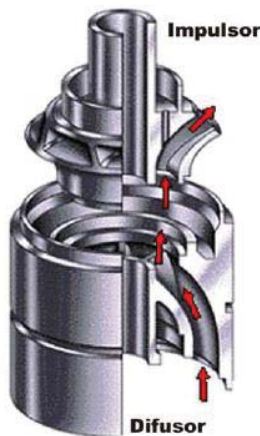


FIGURA 2. 21 COMPONENTES DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE

Fuente: tomado de Muñoz y Torres evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros, 2007

Cabeza de Descarga

No son más que un adaptador entre las bombas electro sumergible y la tubería de producción.

En su base tiene conexión para las bombas, el sello entre unidades es metal – metal por medio de pernos como el resto del equipo BES y en su parte superior es roscado. Existen diferentes tipos de roscado de acuerdo a las necesidades del pozo así como los diámetros suministrados. El tipo de medidas de rosca que se usa mayormente es el 3½ EUE y 4½ EUE.

Cable de Potencia

El trifásico, transmite la energía eléctrica al sistema, los conductores son de tipo sólido o trenzado, pueden ser de diferente diámetro de acuerdo a la aplicación requerida, normalmente para la alimentación de potencia se requiere cable #1 y el de conexión al motor suele ser #5, #4, #6.

Su configuración puede ser plana o redonda, se sabe que el cable redondo ayuda a eliminar el desbalance entre las fases. Su uso depende de factores mecánicos y de diámetros.

Tienen protección mecánica por una carcasa. El cable normalmente va cubierto por un blindaje de acero galvanizado, aunque se fabrican con blindaje de monel para contrarrestar el ataque de elementos corrosivos, como el ácido sulfhídrico o corrosión.

El cable representa una parte considerable de la inversión total en la unidad de bombeo eléctrico y es diseñado y fabricado para condiciones de diferentes temperaturas.

2.4.2.9.3. Parámetros de aplicación

- Temperatura: limitado para temperaturas mayores a 350°F, para motoras y cables especiales.
- Presencia de gas: saturación de gas libre < 10%
- Presencia de arena: < 200. ppm (preferiblemente 0)
- Viscosidad: limite cercano a los 200 cps.
- Profundidad: 6000 - 8000 pies
- Tipo de completación: Tanto en pozos verticales, como desviados.
- Volumen de fluido: hasta 4000 BPD.

2.4.2.9.4. Ventajas del sistema electrosumergible

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Alta eficiencia (70 %).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos e información relacionada.
- Tasas de producción elevadas.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de scales.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

2.4.2.9.5. Limitaciones del sistema electrosumergible

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.
- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.
- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser remplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

2.4.2.10. LEVANTAMIENTO POR GAS LIFT

El Levantamiento Artificial por inyección de gas es un método de producción que utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El principio de este método es reducir el peso de la columna Hidrostática inyectando gas dentro del pozo (puede ser al anular o al tubing pero no al yacimiento), el cual se mezcla y disuelve con los fluidos que se deseen producir, reduciendo el peso de la columna de fluido y por consiguiente se incrementa la presión diferencial. Esto hace que se necesite menos energía para levantar el fluido al ser éste menos pesado), y que el mismo pueda ser llevado hasta la superficie. La figura 2.22 es una representación de los componentes de sistema Gas Lift.

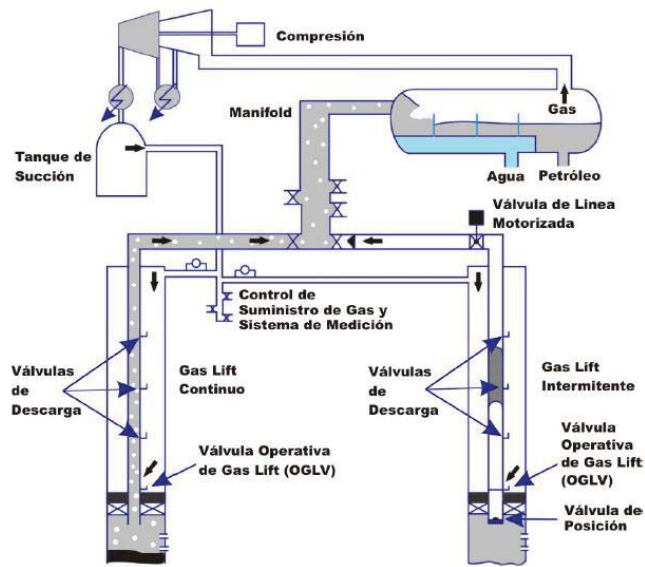


FIGURA 2. 22 SISTEMAS DE GAS LIFT CONTINUO Y DE GAS LIFT INTERMITENTE
Fuente: tomado de Muñoz y Torres evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros.

2.4.2.10.1. Bombeo neumático continuo

Se considera una extensión del método de producción por flujo natural: consiste en inyectar gas de forma continua en la columna de fluidos, con la finalidad de aligerar el peso de ésta.

2.4.2.10.2. Bombeo neumático intermitente

Se inyecta cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción, con el propósito de desplazar, hasta la superficie, la columna o tapón de fluido que apoya la arena por encima del punto de inyección.

2.4.2.10.3. Equipos de superficie

- Ensamblaje de la cabeza del pozo.
- Choke (para flujo continuo).

- Choke con control en el ciclo de tiempo (para flujo intermitente).
- Compresores.
- Separador.

2.4.2.10.4. Equipos de subsuelo

- Mandriles de gas lift.
- Válvulas de gas lift.
- Empaque de subsuelo.

2.4.2.10.5. Ventajas del sistema gas lif

- Es un sistema seguro de operar.
- Presenta alta tolerancia a los sólidos (aunque las velocidades de erosión en el tubing y el árbol de navidad pueden ser críticas).
- Habilidad para manejar altas ratas de producción.
- Requiere de poco espacio en superficie.
- Generalmente puede ser reacondicionada con wireline.
- Acceso completo a través del tubing a las GLVs inferiores.
- No es restringido por la desviación de los pozos.
- Relativamente insensible a la corrosión.
- Muy flexible, se puede convertir de flujo continuo a intermitente, chamber lift o plunger lift a medida que declina el yacimiento.
- La fuente de potencia puede ser ubicada en locaciones remotas.
- Fácil de obtener presiones y gradientes en profundidad.
- No es problema en pozos con empuje de gas.

2.4.2.10.6. Desventajas del sistema gas lif

- Ineficiente en sistemas de bajo volumen, debido a los altos costos de la compresión y tratamiento del gas.
- Requiere de un volumen de gas para su arranque, el cual no siempre esta disponible.
- Presenta dificultad para manejar crudos muy pesados y viscosos o emulsionados.
- Potencial para la formación de hidratos en superficie o en las GLVs.
- Requiere de monitoreo continuo, optimización y reparación técnica, así como de supervisión ingenieril.
- Usualmente se ve limitado por una profundidad de levantamiento máxima.
- Posible necesidad de casing y tubing muy fuertes debido a las altas presiones de gas en el anular.
- Problemas con líneas sucias en superficie.
- Puede presentar problemas de seguridad si se manejan presiones de gas muy altas.

2.4.2.10.7. Parámetros de aplicación del método

- Una gran seguridad de compresión requiere de 95% o más de tiempo de corrida. El gas debe estar deshidratado y dulce.
- Posee una excelente confiabilidad para sistemas de compresión bien diseñados y con buen mantenimiento
- Buen mercado para un buen compresor usado y algunos se dan como pago por su valor como mandriles y válvulas
- Buena Eficiencia para pozos que requieren pequeñas RGL de inyección. Baja eficiencia para pozos con alta RGL de inyección. Eficiencia típica de 20% pero un rango da 5 a 30%.

2.4.3. EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-YUCA SUR

En el presente numeral se ha planteado evaluar las condiciones y características de los sistemas de levantamiento artificial basándose en los resultados de tres criterios: primero se desea evaluar los parámetros de los reservorios y el sistema de producción mediante el “Análisis Nodal” y determinar si los sistemas de levantamiento artificial son los más adecuados para el potencial de los reservorios es decir su índice de productividad para esto se utilizará el software Pipesim 2008.1 Demo. Para el segundo criterio de evaluación se elaboraran las Curvas de Velocidad Variable y se ubicarán los puntos actuales de operación de los equipos para determinar si los sistemas están trabajando fuera del rango de fabricación, esto se realizará mediante la hoja de cálculo de Microsoft Excel. Y como último criterio de evaluación se realizará el rediseño de los sistemas de bombeo electrosumergible para determinar si la bombas actualmente instaladas corresponde a los modelos resultantes del rediseño. Como resultado final se pretende tener un conocimiento que permita sugerir que pozos son los candidatos para el cambio de sistemas de levantamiento artificial basándose en los criterios técnicos antes expuestos. El desarrollo de estos tres criterios se realizan en los numerales 2.4.3.5; 2.4.3.6 y 2.4.3.7, pero se requirió realizar cálculos adicionales en los numerales anteriores como es el caso del cálculo de las propiedades de los fluidos debido a que el Consorcio Petrosud-Petroriva no cuenta con análisis PVT.

2.4.3.1. Descripción física de los pozos

La evaluación de los sistemas de producción de los campo Pindo y Palanda-Yuca Sur, se la realizó a los pozos con bombeo electrosumergible Pindo 2, 4,

5, 6, 7, 9, 11, 13, 14, Este-1; Palanda 1, 2, 4; Yuca Sur 1, 4, 12, 14, 19 y Primavera 1, debido a que estos sistemas tienen mayores requerimientos energéticos y económicos para su funcionamiento adicionalmente los pozos que tienen baja productividad serían los candidatos para el proyecto de cambio de sistemas de levantamiento artificial. En la evaluación no se incluyeron los pozos Pindo 15D, Pindo 16D, Yuca Sur 11H, debido a que son direccionales y no son aptos para proponer el cambio a sistemas hidráulicos o mecánicos; tampoco se evaluaron los pozos Pindo 1 y Palanda 1 que funcionan con bombeo hidráulico debido a que no cuentan con información suficiente como presiones de intake, presiones de fondo fluyente, adicionalmente estos sistemas requieren de menor inversión para su funcionamiento y su cambio no se justificaría. En la tabla 2.16 se indican las características físicas de los pozos seleccionados.

TABLA 2. 16 DESCRIPCIÓN FÍSICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Pozo	Arenas	OD Casing in	ID Casing in	Casing MD ft	Casing TVD ft	OD Tubing in	ID Tubing in	Tubing MD ft	Tubing TVD ft	Prof Tot ft	Prof perfora ft	Prof Centinel ft	Prof Pb PSI	Prof Int (Well Dia)Ft	Fabricante	Modelo	#Etapas	BPDmin BFPD	Q diseño BFPD	BPDmax BFPD	Seppas
Palanda 02	Ui	7	6,276	10416	10416	3,5	2,992	9627	9627	10464	9859	9863	8249	9767	Centrilift	P18	402	1000	1800	2500	1
Palanda 04	T+U	7	6,276	10158	10158	3,5	2,992	9460	9460	10145	10067	9576	8373	9571	Centrilift	P8	405	700	900	1150	1
Primavera 1	T	7	6,276	10200	10200	3,5	2,992	9490	9490	10500	9897	9639	8482	9602	Centrilift	P6	386	400	550	700	1
Yuca Sur 01	H	7	6,276	10459	10459	3,5	2,992	9206	9206	10514	10075	9381	9425	9316	Centrilift	P47	166	1500	2200	3000	1
Yuca Sur 04	U+T	7	6,276	10252	10252	3,5	2,992	9496	9496	10317	9767	9639	8232	9609	Centrilift	P6	380	360	550	820	1
Yuca Sur 12	T	7	6,276	10206	10206	3,5	2,992	9659	9659	10261	9943	9810	8491	9770	Centrilift	GC1150	237	750	1180	1500	1
Yuca Sur 14	T	7	6,276	10233	10233	3,5	2,992	9726	9726	10285	9940	9903	8511	9841	Centrilift	P6	405	700	900	1150	0
Yuca Sur 19	T	7	6,276	10308	10308	3,5	2,992	9743	9743	10356	9986	9906	8487	9865	Centrilift	P12	380	720	1100	1450	1
Pindo 05	T + U	7	6,276	10331	10331	3,5	2,992	6751	6751	10376	9986	6965	8908	6912	Centrilift	P35 SXD	292	3200	4300	5400	0
Pindo 06	U	7	6,276	10440	10440	3,5	2,992	8774	8774	10580	9955	8957	8921	8882	Centrilift	P 47	166	3000	4800	5900	1
Pindo 07	U + T	7	6,276	10478	10478	3,5	2,992	9551	9551	10483	10041	9742	9071	9662	Centrilift	166 P47	166	3000	4800	5900	0
Pindo 09	H+Ui	7	6,276	10455	10455	3,5	2,992	8700	8700	10503	9986	8862	8916	8821	Centrilift	FC1200	452	1000	1660	2100	1
Pindo 11	Ui	7	6,276	10449	10449	3,5	2,992	9412	9412	10500	9845	9554	8797	9506	Centrilift	P21	172	1200	2200	2850	1
Pindo 13	Ui	7	6,276	10427	10427	3,5	2,992	9382	9382	10467	9839	9514	8752	9476	Centrilift	GC2200	202	1500	2200	3000	1
Pindo 14	U	7	6,276	10414	10414	3,5	2,992	9337	9337	10454	9811	9580	8758	9502	Centrilift	P35	312	2500	3500	4500	0
Pindo Este 1	BT	7	6,276	10452	10452	3,5	2,992	8752	8752	10825	9104	8895	7771	8880	Centrilift	FC650	492	450	630	800	1

Elaborado por: Israel Jara R.

2.4.3.2. Historiales de producción y presiones

Se registran los tipos y cantidad de fluidos producidos en cada pozo desde su inicio de operaciones, así como también las presiones de fondo fluyente obtenidas del sensor instalado a la profundidad de asentamiento y las características operativas del sistema de levantamiento artificial. Los historiales de producción se describen en el Anexo 4 y en la tabla 2.17 los datos de producción utilizados para los cálculos.

TABLA 2. 17 DATOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Pozo	Arenas	Ty	Pr	Pb	PIP	Pwf	Pwh	Pmanifol	Nivel Dinámico	Qt	Qo	Qg	Qw	BSW	GOR
		F	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	PSI	FT	BFPD	BPPD	PCD	BWPD	%	PC/BLS
Palanda 02	Ui	200	3540	710	2084	2082	487	25	3271	1501	330	23000	1171	78	70
Palanda 04	T+U	203	3234	660	626	835	229	25	8042	635	292	15500	343	54	53
Primavera 1	T	205	2305	610	830	941	30	25	7673	371	74	15400	297	80	208
Yuca Sur 01	H	220	3936	290	2318	2628	203	20	4119	3600	180	46000	3420	95	256
Yuca Sur 04	U+T	203	2500	660	701	756	203	20	7978	282	96	22500	186	66	234
Yuca Sur 12	T	205	1600	610	789	845	540	25	7891	734	294	28000	440	60	95
Yuca Sur 14	T	205	1600	610	679	695	350	25	8250	674	202	34000	472	70	168
Yuca Sur 19	T	205	2062	610	569	602	193	25	8466	536	332	43000	204	38	130
Pindo 05	T + U	205	3029	425	620	1937	170	48	5490	488	68	12400	420	86	182
Pindo 06	U	200	2487	460	1189	1633	137	45	6197	1850	185	27600	1665	90	149
Pindo 07	U + T	203	3749	425	641	772	168	40	8233	2939	294	46500	2645	90	158
Pindo 09	H+Ui	210	3546	460	627	1110	110	45	7362	1014	122	25800	892	88	211
Pindo 11	Ui	200	2580	460	602	730	338	45	8134	1980	515	33500	1465	74	65
Pindo 13	Ui	200	2405	460	562	699	230	45	8147	1132	724	30500	408	36	42
Pindo 14	U	200	2621	460	950	1051	195	45	6973	3326	798	87800	2528	76	110
Pindo Este 1	BT	195	1370	565	757	846	340	45	7094	698	279	21300	419	60	76

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

Elaborado por: Israel Jara R.

2.4.3.3. Determinación de las propiedades de los fluidos

Se realizó la determinación de las propiedades físicas de los fluidos a las condiciones de fondo de cada pozo; esta información permitirá determinar las pérdidas por fricción en la tubería, el análisis nodal, el rediseño de bombeo electrosumergible, y el diseño de un sistema diferente de levantamiento artificial para los pozos que así lo requieran. A continuación se indican las correlaciones que se usaron para los cálculos.

Propiedades físicas del agua de formación

Factor Volumétrico del agua: Correlación de McCain, W.D., Jr.2

Esta correlación representa el cambio en volumen durante la reducción de presión, es representado por ΔV_{wp} , y el cambio en volumen debido a la reducción en temperatura, es representado por ΔV_{wT} como funciones de presión y temperatura.

El factor volumétrico del agua puede determinarse utilizando estos valores mediante la siguiente ecuación:

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wT})$$

El cálculo de ΔV_{wp} y ΔV_{wT} esta dado por las siguientes ecuaciones:

$$\Delta V_{wT} = -1.0001 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} pT - 1.72834 \times 10^{-13} p^2 T - 3.58922 \times 10^{-7} p - 2.25341 \times 10^{-10} p^2$$

Donde, p en lpca. y T en °F.

Gravedad específica del agua:

La gravedad específica del agua de formación, γ_w , puede ser estimada mediante la siguiente ecuación si se conoce la concentración de sólidos disueltos:

$$\gamma_w = 1.0 + 0.695 \times 10^{-6} S$$

Donde, S es la concentración de sólidos disueltos (salinidad) en mg/litro.

Propiedades físicas del petróleo

Gravedad específica del petróleo, γ_o

Para el petróleo es de uso común la gravedad API (American Petroleum Institute), definida mediante la siguiente relación:

$$\gamma_{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Donde, γ_{API} , es la gravedad API del petróleo, y γ_o la gravedad específica del petróleo a 60°F. Obsérvese que petróleos más livianos que el agua $\gamma_o < 1.0$, tienen γ_{API} menor de 10. Al agua $\gamma_w=1$, le corresponde una γ_{API} de 10.

Presión de Burbujeo, P_b : Correlación de Standing

Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación, F , y la presión de burbujeo, P_b

$$p_b = 18.2 [F - 1.4]$$

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.000917 - 0.0125\gamma_{API})}$$

-
- p_b : Presión de burbujeo, lpca.
 - R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
 - T : Temperatura del yacimiento, °F
 - γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
 - γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Razón Gas Disuelto-Petróleo, R_s : Correlación de Standing

La razón gas disuelto (o gas en solución)-petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, R_s , se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \cdot \left[\left(\frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125 \gamma_{API} - 0.000917)} \right]^{1.2048}$$

donde;

- R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN
- p : Presión de interés, lpcu.
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Factor Volumétrico del Petróleo, B_o : Correlación de Standing, M.B.

El factor volumétrico del petróleo, B_o , se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución.

También, puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación del gas en solución.

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T$$

- B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN
- R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

Densidad del Petróleo, ρ_o

La densidad del petróleo ρ_o en lbs/pie³, a presiones menores o iguales a la presión del punto de burbujeo ($P \leq P_b$) se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{62,4 \times \gamma_o + 0,01362 \times R_s \times \gamma_{gd}}{Bo}$$

$$\gamma_{gd} = 0,25 + 0,02(API) + (10^{-6})(0,6874 - 3,5864(API)) \times R_s$$

Viscosidad de petróleo libre de gas, μ_{of} : Correlación de Beggs, H.D y Robinson, J.R.

La correlación es la siguiente

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

donde;

$$x = yT^{-1,163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3,0324 - 0,02023\gamma_{API}$$

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y T , cp.

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

T : Temperatura del yacimiento, °F

Viscosidad de petróleo con gas en solución, μ_{ob} : Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.

$$\mu_{ob} = a (\mu_{od})^b$$

$$a = 10,715 (R_s + 100)^{-0,515}$$

$$b = 5,44 (R_s + 150)^{-0,338} \dots$$

Propiedades físicas del gas

Presión y temperatura pseudocríticas de gases naturales: Correlación de Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G y Alden, R.C.

$$p_{scHC} = 677 + 15\gamma_{gHC} - 37.5\gamma_{gHC}^2 \dots$$

$$T_{scHC} = 168 + 325\gamma_{gHC} - 12.5\gamma_{gHC}^2$$

Factor de compresibilidad, Z: Correlación gráfica de Standing, M.B. y Katz, D.L.

El método gráfico de Standing y Katz ha tenido bastante aceptación en la industria del petróleo por dos razones básicas: Exactitud dentro de un 3% en relación a los valores experimentales de z y facilidad en los cálculos. Véase figura 2.23.

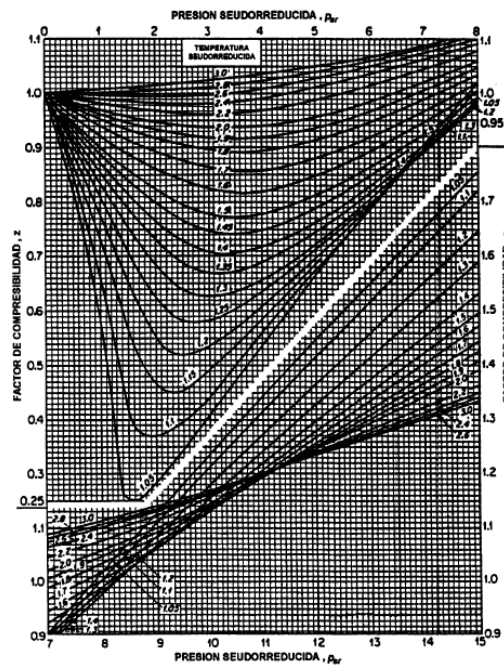


FIGURA 2. 23 STANDING KATZ, FACTOR DE COMPRESIBILIDAD
Fuente: tomado de Correlaciones Numéricas PVT, Banzer, C, 1996

Factor Volumétrico del gas, B_g :

El factor volumétrico del gas se define como el volumen (generalmente en barriles o pies cúbicos) que ocupa en el yacimiento, la unidad volumétrica (generalmente 1 barril o 1 pie cúbico) de gas a condiciones normales

En otras palabras, este factor relaciona el volumen de gas en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie, es decir, a condiciones normales (14.7 lpca y 60 °F).

$$B_g = 0,02829 \frac{zT}{p} p^3/PCS$$

Gravedad específica del gas disuelto, γ_{gd}

La correlación es la siguiente:

$$\gamma_{gd} = 0,25 + 0,02(API) + (10^{-6})(0,6864 - 3,5864(API)) \times R_s$$

Gravedad específica del gas libre, γ_{gl}

La correlación es la siguiente:

$$\gamma_{gl} = \frac{(R \times \gamma_g - R_s \times \gamma_{gd})}{(R \times R_s)}$$

Densidad del gas, ρ_g

La correlación es la siguiente:

$$\rho_g = \frac{0,0764 \times \gamma_{gl}}{\beta_g}$$

Viscosidad del gas, μ_g

La viscosidad de un gas es, en general, considerablemente más baja que la de un líquido, ya que las distancias inter moleculares de un gas son mayores que las de un líquido. Además, todos los gases tienen comportamiento reológico Newtoniano y se rigen por la ley de viscosidad de Newton.

Correlación de Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E

Lee y Cols. midieron experimentalmente la viscosidad de 4 gases naturales con impurezas (CO₂, N₂) a temperaturas desde 100 hasta 340 °F y presiones desde 100 a 8.000 lpca. A partir de los datos experimentales obtuvieron la siguiente ecuación.

$$\mu_g = \frac{K \exp(X \rho_g^Y)}{10^4}$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M) T^{1.5}}{209 + 19 M + T}$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X$$

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{pM}{zT}$$

Ejemplo del cálculo de las propiedades físicas de los fluidos

Para el ejemplo de la secuencia de cálculos se tomó al pozo Palanda 2, la tabulación de los datos de todos los pozos se indican en la tabla 2.18

Datos Básicos:

Pozo: Palanda 2

Arena: Uinf

°API: 18,4

Ty: 200 °F

yg: 0.98

BSW: 78%

Pwf: 2180 psi

RSI: 105 PCN/BN

Qt: 1501 BFPD

Qo: 330 BPPD

Qw: 1171 BAPD

Qg: 23000 PC

Salinidad: 56750 ppm

Razón gas petróleo:

$$\begin{aligned} \text{GOR} &= \frac{Q_g}{Q_o} \\ \text{GOR} &= \frac{23000 \text{ PCN}}{330 \text{ BN}} \\ \text{GOR} &= 70 \text{ PCN/BN} \end{aligned}$$

Factor Volumétrico del agua:

$$\begin{aligned} \Delta V_{wt} &= -1,0001 \times 10^{-2} + 1,33391 \times 10^{-4}T + 5,50654 \times 10^{-7}T^2 \\ \Delta V_{wt} &= -1,0001 \times 10^{-2} + 1,33391 \times 10^{-4} \times 200 + 5,50654 \times 10^{-7} \times 200^2 \\ \Delta V_{wt} &= 0,039 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta V_{wp} &= -1,95301 \times 10^{-9}pT - 1,72834 \times p^2T - 3,58922 \times 10^{-7}p - 2,25341 \\ &\quad \times 10^{-10}p^2 \\ \Delta V_{wp} &= -1,95301 \times 10^{-9} \times 2180 \times 200 - 1,72834 \times 2180^2 200 - 3,58922 \\ &\quad \times 10^{-7} \times 2180 - 2,25341 \times 10^{-10} \times 2180^2 \\ \Delta V_{wp} &= -0,003 \end{aligned}$$

$$B_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wt})$$

$$B_w = (1 - 0,003)(1 + 0,039)$$

$$B_w = 1,036$$

Gravedad específica del agua:

$$\gamma_w = 1 + 0,695 \times 10^{-6} \times S$$

$$\gamma_w = 1 + 0,695 \times 10^{-6} \times 56750$$

$$\gamma_w = 1,04$$

Gravedad específica del petróleo:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + 18,4}$$

$$\gamma_o = 0,944$$

Presión de Burbuja:

$$\gamma_g = 0,00091T - 0,0125API$$

$$\gamma_g = 0,00091 \times 200 - 0,0125 \times 18,4$$

$$\gamma_g = -0,048$$

$$P_b = 18 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0,83} \times 10^{\gamma_g}$$

$$P_b = 18 \left(\frac{105}{0,98} \right)^{0,83} \times 10^{-0,048}$$

$$P_b = 780 \text{ psi}$$

Razón Gas Disuelto-Petróleo:

$$R_s = \gamma_g \times \left(\frac{P_b}{18 \times 10^{\gamma_g}} \right) \times 1,204$$

$$R_s = 0,98 \times \left(\frac{780}{18 \times 10^{-0,048}} \right) \times 1,204$$

$$R_s = 57 \text{ PCN/BN}$$

Factor Volumétrico del Petróleo:

$$F = R_s \times \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{1/2} + 1,25(T)$$

$$F = 57 \times \left(\frac{0,98}{0,944} \right)^{1/2} + 1,25(200)$$

$$F = 308,0767$$

$$B_o = 0,972 + 12 \times F^{1,17}$$

$$B_o = 0,972 + 12 \times 308,0767^{1,17}$$

$$B_o = 1,095 \text{ Bls/BN}$$

Densidad del Petróleo:

$$\gamma_{gd} = 0,25 + 0,02(API) + (10^{-6})(0,6874 - 3,5864(API)) \times R_s$$

$$\gamma_{gd} = 0,25 + 0,02(18,4) + (10^{-6})(0,6874 - 3,5864(18,4)) \times 57$$

$$\gamma_{gd} = 0,615$$

$$\rho_o = \frac{62,4 \times \gamma_o + 0,01362 \times R_s \times \gamma_{gd}}{B_o}$$

$$\rho_o = \frac{62,4 \times \gamma_o + 0,01362 \times 57 \times 0,615}{54,230}$$

$$\rho_o = 54,23 \text{ lb/PC}$$

Viscosidad de petróleo libre de gas:

$$z = 3,0324 - 0,02023(API)$$

$$z = 3,0324 - 0,02023(18,4)$$

$$z = 2,6601$$

$$y = 10^z$$

$$y = 10^{2,6601}$$

$$y = 457,26$$

$$x = yT^{-1,163}$$

$$x = 457,26 \times 200^{-1,163}$$

$$x = 0,9639$$

$$\mu_{om} = 10^x - 1$$

$$\mu_{om} = 10^{0,9639} - 1$$

$$\mu_{om} = 8,2 \text{ cp}$$

Viscosidad de petróleo con gas en solución:

$$a = 10,715(R_s + 100)^{-0,515}$$

$$a = 10,715(57 + 100)^{-0,515}$$

$$a = 0,80601$$

$$b = 5,44(R_s + 150)^{-0,338}$$

$$b = 5,44(57 + 150)^{-0,338}$$

$$b = 0,9044$$

$$\mu_o = a \times \mu_{om}^b$$

$$\mu_o = 0,80601 \times \mu_{om}^{0,9044}$$

Presión y Temperatura pseudocríticas:

$$P_{pc} = 709,6 - 58,7 \times \gamma_g$$

$$P_{pc} = 709,6 - 58,7 \times 0,98$$

$$P_{pc} = 654 \text{ psi}$$

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3 \times \gamma_g$$

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3 \times 0,98$$

$$T_{pc} = 477 \text{ R}$$

Presión y Temperatura pseudoreducidas:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}}$$

$$P_{pr} = \frac{2180}{654}$$

$$P_{pr} = 3,33$$

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}}$$

$$T_{pr} = \frac{200 + 460}{477}$$

$$T_{pr} = 1,38$$

Factor de compresibilidad:

Con $P_{pr} = 3,33$ y $T_{pr} = 1,38$ se obtiene de la correlación gráfica de Standing

$$z = 0,685$$

Factor Volumétrico del gas:

$$Bg = 0,02829 \frac{zT}{p}$$

$$Bg = 0,02829 \frac{0,685 \times (200 + 460)}{2180}$$

$$Bg = 0,005858 P^3/PCS$$

Gravedad específica del gas libre:

$$\gamma_{gl} = \frac{(R \times \gamma_g - R_s \times \gamma_{gd})}{(R \times R_s)}$$

$$\gamma_{gl} = \frac{(70 \times 0,98 - 57 \times 0,615)}{(70 \times 57)}$$

$$\gamma_{gl} = 0,010$$

Densidad del gas:

$$\rho_g = \frac{0,0764 \times \gamma_{gl}}{\beta_g}$$

$$\rho_g = \frac{0,0764 \times 0,010}{0,005858 P^3}$$

$$\rho_g = 0,13 \text{ lb/PC}$$

Viscosidad del Gas:

$$x = 3,5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0,2897 \times \gamma_g$$

$$x = 3,5 + \frac{986}{(200 + 460)} + 0,2897 \times 0,98$$

$$x = 5,2778$$

$$y = 2,4 - 0,2 \times x$$

$$y = 2,4 - 0,2 \times 5,2778$$

$$y = 1,3444$$

$$k = \frac{(9,4 + 0,5794 \times \gamma_g)(T + 460)^{1,5}}{209 + 550,4 \times \gamma_g + (T + 460)}$$

$$k = \frac{(9,4 + 0,5794 \times 0,98)(200 + 460)^{1,5}}{209 + 550,4 \times 0,98 + (200 + 460)}$$

$$k = 120,1425$$

$$\mu_g = K(10^{-4}) \text{EXP}\left(x \left(\frac{\rho_g}{62,428}\right)^y\right)$$

$$\mu_g = K(10^{-4}) \text{EXP}\left(5,2778 \left(\frac{0,13}{62,428}\right)^{1,3444}\right)$$

$$\mu_g = 0,012 \text{ cp}$$

Relación agua petróleo:

$$\text{WOR} = \frac{q_w}{q_o}$$

$$\text{WOR} = \frac{1171}{330}$$

$$\text{WOR} = 3,55$$

Gravedad específica del fluido:

$$\gamma_f = \gamma_o \times (1 - \text{BSW}) + \gamma_a \times (\text{BSW})$$

$$\gamma_f = 0,944 \times (1 - 0,78) + 1,04 \times (0,78)$$

$$\gamma_f = 1,018$$

Gradiente del fluido:

$$G_f = \gamma_f \times G_a$$

$$G_f = 1,018 \times 0,433$$

$$G_f = 0,441 \text{ psi/ft}$$

La tabulación de los datos y cálculos de las propiedades físicas de los fluidos para los pozos seleccionados se describe en las tablas 2.18 a la 2.21

TABLA 2. 18 DATOS BÁSICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

DATOS BÁSICOS									
Pozo	Arena	API	Ty	yg	BSW	Rsi	Pb	Sal.	Pwf
			F		%		PSI	ppm	psi
Palanda 02	Ui	18,4	200	0,98	78	105	710	56750	2082
Palanda 04	T+U	20,2	203	0,96	54	110	660	34750	835
Primavera 1	T	27,8	205	0,93	80	115	610	32350	941
Yuca Sur 01	H	22,7	220	0,75	95	30	290	50000	2628
Yuca Sur 04	U+T	25	203	0,96	66	110	660	53000	756
Yuca Sur 12	T	28,2	205	0,93	60	115	610	39500	845
Yuca Sur 14	T	27,6	205	0,93	70	115	610	38100	695
Yuca Sur 19	T	27,6	205	0,93	38	115	610	38000	602
Pindo 05	T + U	22,4	205	0,96	86	110	425	33100	1937
Pindo 06	U	17,9	200	0,98	90	115	460	51350	1633
Pindo 07	U + T	22	203	0,96	90	110	425	29800	772
Pindo 09	H+Ui	20,4	210	0,86	88	68	460	4000	1110
Pindo 11	Ui	17,6	200	0,98	74	105	460	54200	730
Pindo 13	Ui	18,2	200	0,98	36	105	460	48000	699
Pindo 14	U	18,1	200	0,98	76	105	460	41450	1051
Pindo Este 1	BT	22,4	195	0,9	60	165	565	29900	846

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 19 CÁLCULOS DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN

PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN					
Pozo	γ_w	Sal.	ΔV_{wt}	ΔV_{wp}	Bw
		%			
Palanda 02	1,039	5,675	0,0387	-0,0027	1,036
Palanda 04	1,024	3,475	0,03959	-0,0008	1,039
Primavera 1	1,022	3,235	0,04049	-0,0009	1,040
Yuca Sur 01	1,035	5	0,046	-0,0039	1,042
Yuca Sur 04	1,037	5,3	0,03959	-0,0007	1,039
Yuca Sur 12	1,027	3,95	0,04049	-0,0008	1,040
Yuca Sur 14	1,026	3,81	0,04049	-0,0007	1,040
Yuca Sur 19	1,026	3,8	0,04049	-0,0006	1,040
Pindo 05	1,023	3,31	0,04049	-0,0025	1,038
Pindo 06	1,036	5,135	0,0387	-0,0019	1,037
Pindo 07	1,021	2,98	0,03959	-0,0007	1,039
Pindo 09	1,003	0,4	0,04229	-0,0012	1,041
Pindo 11	1,038	5,42	0,0387	-0,0007	1,038
Pindo 13	1,033	4,8	0,0387	-0,0007	1,038
Pindo 14	1,029	4,145	0,0387	-0,0011	1,038
Pindo Este 1	1,021	2,99	0,03695	-0,0008	1,036

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 20 CÁLCULOS DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO SATURADO

PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO																		
								Bo		po		Visc. oil libre de gas				Visc. oil con gas disuelto		
Pozo	WOR	yo	yf	Gf	Yg	Pb	Rs	F	Bo	ygd	po	z	y	x	μom	a	b	μo
				PSI/FT		PSI		bbl/STB			lb/ft3				cp			cp
Palanda 02	3,55	0,944	1,018	0,441	-0,048	780	57	308,076695	1,095	0,61	54,23	2,6602	457	0,96	8,2	0,806	0,9045	5,41
Palanda 04	1,17	0,933	0,982	0,425	-0,068	788	59	313,597609	1,098	0,65	53,499	2,6238	420	0,87	6,43	0,812	0,9075	4,39
Primavera 1	4,01	0,888	0,996	0,431	-0,161	677	61	318,675902	1,1	0,8	50,978	2,47	295	0,6	3,02	0,798	0,9	2,16
Yuca Sur 01	19	0,918	1,029	0,446	-0,084	317	19	292,173661	1,088	0,7	52,817	2,5732	374	0,71	4,08	0,918	0,9626	3,55
Yuca Sur 04	1,94	0,904	0,992	0,43	-0,128	686	59	314,549977	1,099	0,75	51,873	2,5267	336	0,7	3,97	0,793	0,897	2,73
Yuca Sur 12	1,5	0,886	0,971	0,42	-0,166	670	61	318,74632	1,1	0,81	51,411	2,4619	290	0,59	2,92	0,795	0,8985	2,08
Yuca Sur 14	2,34	0,889	0,985	0,427	-0,158	682	61	318,640782	1,1	0,8	51,564	2,4741	298	0,61	3,08	0,798	0,9	2,2
Yuca Sur 19	0,61	0,889	0,941	0,407	-0,158	682	61	318,640782	1,1	0,8	51,564	2,4741	298	0,61	3,08	0,798	0,9	2,2
Pindo 05	6,18	0,919	1,008	0,436	-0,093	744	59	316,551744	1,099	0,69	52,687	2,5792	380	0,78	4,99	0,86	0,9334	3,86
Pindo 06	9	0,947	1,027	0,445	-0,042	853	62	313,071003	1,098	0,6	54,283	2,6703	468	0,99	8,7	0,863	0,9352	6,53
Pindo 07	9	0,922	1,011	0,438	-0,09	749	59	313,953559	1,098	0,69	52,899	2,5873	387	0,8	5,33	0,86	0,9334	4,1
Pindo 09	7,31	0,932	0,994	0,43	-0,064	584	39	299,963287	1,092	0,66	53,576	2,6197	417	0,83	5,76	0,87	0,9386	4,5
Pindo 11	2,84	0,949	1,015	0,439	-0,038	798	57	307,923499	1,095	0,6	54,504	2,6764	475	1	9,01	0,863	0,9352	6,75
Pindo 13	0,56	0,945	0,977	0,423	-0,046	784	57	308,045959	1,095	0,61	54,285	2,6642	462	0,97	8,4	0,86	0,9334	6,27
Pindo 14	3,17	0,946	1,009	0,437	-0,044	787	57	308,015271	1,095	0,61	54,34	2,6662	464	0,98	8,5	0,863	0,9352	6,39
Pindo Este 1	1,5	0,919	0,98	0,424	-0,103	1073	82	324,897912	1,103	0,69	52,69	2,5792	380	0,82	5,67	0,832	0,9185	4,09

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 21 CÁLCULOS DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DEL GAS

PROPIEDADES FISICAS DEL GAS													
Pozo	Tpc	Ppc	Tpr	Ppr	Z	γ_{gd}	γ_{gl}	Bg	ρ_g	X	Y	K	μ_g
	R	PSI	R	PSI		lb/PC	lb/PC	P3/PCS	lb/PC				cp
Palanda 02	477	654	1,4	3,2	0,685	0,61	0,0101	0,006134	0,125	5,278	1,344431	120,143	0,012
Palanda 04	469	655	1,4	1,3	0,85	0,65	0,0072	0,019056	0,029	5,265	1,347007	121,8	0,0122
Primavera 1	462	656	1,4	1,4	0,83	0,8	0,0131	0,01657	0,06	5,252	1,349574	123,485	0,0124
Yuca Sur 01	403	665	1,7	4	0,85	0,7	0,0386	0,006215	0,475	5,166	1,366835	136,221	0,0138
Yuca Sur 04	469	655	1,4	1,2	0,86	0,74	0,0136	0,021294	0,049	5,265	1,347007	121,8	0,0122
Yuca Sur 12	462	656	1,4	1,3	0,86	0,81	0,0081	0,019122	0,032	5,252	1,349574	123,485	0,0124
Yuca Sur 14	462	656	1,4	1,1	0,88	0,8	0,0122	0,023794	0,039	5,252	1,349574	123,485	0,0124
Yuca Sur 19	462	656	1,4	0,9	0,882	0,8	0,0108	0,027551	0,03	5,252	1,349574	123,485	0,0124
Pindo 05	469	655	1,4	3	0,725	0,7	0,0243	0,007023	0,264	5,259	1,348126	122,271	0,0123
Pindo 06	477	654	1,4	2,5	0,698	0,61	0,0256	0,007971	0,246	5,278	1,344431	120,143	0,0121
Pindo 07	469	655	1,4	1,2	0,862	0,69	0,0246	0,020901	0,09	5,265	1,347007	121,8	0,0122
Pindo 09	440	659	1,5	1,7	0,9	0,66	0,0247	0,015333	0,123	5,222	1,355698	127,846	0,0128
Pindo 11	477	654	1,4	1,1	0,865	0,6	0,0205	0,022098	0,071	5,278	1,344431	120,143	0,012
Pindo 13	477	654	1,4	1,1	0,85	0,61	0,0151	0,022657	0,051	5,278	1,344431	120,143	0,012
Pindo 14	477	654	1,4	1,6	0,785	0,61	0,0242	0,013927	0,132	5,278	1,344431	120,143	0,0121
Pindo Este 1	452	658	1,5	1,3	0,86	0,69	0,0118	0,018816	0,048	5,266	1,346785	123,064	0,0123

Elaborado por: Israel Jara R.

2.4.3.3. Flujo Multifásico en Tuberías

El estudio del flujo multifásico en tuberías permite estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta la estación de flujo en la superficie. Los cálculos se realizaron mediante correlaciones de flujo multifásico en tuberías (FMT) para determinar la habilidad que tiene un pozo para extraer fluidos del yacimiento estos cálculos se presentan en las tablas 2.22 y 2.23.

TABLA 2. 22 CÁLCULOS DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS DE LA MEZCLA

PROPIEDADES DE LA MEZCLA														
Pozo	Bt	d	λ	Vsl	Vsg	fo	fw	pl	pm	M	Volm	pns	μ	μ s
	B/BF	ft		ft/seg	ft/seg			lb/ft3	lb/ft3	lb@CE/Bls@CS	PC@CE/Bls@CS	Lb@CE/PC@CS	cp	cp
														lb/(pie*s/seg)
Palanda 02	1,153	0,249	0,997	2,039	0,009	0,236	0,764	60,45	60,264	1629,451	365,057	4,464	2,04	2,0339
Palanda 04	1,315	0,249	1,00963	0,883	0,005	0,484	0,516	58,07	58,59	750,789	32,52	23,087	2,67	2,6949
Primavera 1	1,277	0,249	0,92188	0,503	0,044	0,215	0,785	59,92	55,252	1763,22	3453,683	0,511	1,25	1,1525
Yuca Sur 01	1,101	0,249	0,9871	4,811	0,063	0,054	0,946	61,85	61,051	7227,121	25398,618	0,285	1,14	1,1234
Yuca Sur 04	1,3	0,249	0,82056	0,388	0,086	0,361	0,639	58,6	48,118	1038,996	1938,013	0,536	1,63	1,3412
Yuca Sur 12	1,301	0,249	0,95732	1,016	0,052	0,423	0,577	57,73	55,252	857,489	335,4	2,557	1,46	1,3958
Yuca Sur 14	1,354	0,249	0,88347	0,924	0,129	0,32	0,68	58,92	52,027	1165,551	1493,584	0,78	1,38	1,2226
Yuca Sur 19	1,395	0,249	0,83523	0,757	0,163	0,643	0,357	55,43	46,292	540,415	265,129	2,038	1,77	1,4792
Pindo 05	1,196	0,249	0,97879	0,658	0,017	0,151	0,849	60,91	59,634	2551,458	5142,914	0,496	1,43	1,4012
Pindo 06	1,213	0,249	0,98808	2,485	0,041	0,109	0,891	61,49	60,751	3610,201	5869,15	0,615	1,6	1,5839
Pindo 07	1,386	0,249	0,96418	3,948	0,182	0,109	0,891	61,33	59,189	3554,46	6325,653	0,562	1,34	1,2964
Pindo 09	1,193	0,249	0,94702	1,364	0,08	0,13	0,87	61,22	57,982	2909,684	7397,109	0,393	1,46	1,3786
Pindo 11	1,379	0,249	0,99207	2,699	0,086	0,278	0,722	60,18	59,7	1370,417	517,147	2,65	2,6	2,5763
Pindo 13	1,382	0,249	1,0379	1,598	0,035	0,662	0,338	57,03	59,19	537,273	34,652	15,505	4,52	4,6913
Pindo 14	1,251	0,249	0,97385	4,526	0,203	0,257	0,743	60,3	58,496	1482,851	1377,786	1,076	2,39	2,3138
Pindo Este 1	1,513	0,249	1,0078	0,967	0,041	0,424	0,576	58,27	58,74	864,161	284,757	3,035	2,31	2,3304

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 23 CÁLCULOS DEL GASTO MÁSSICO

Pozo	Wo	Ww	Wg	Wm
	lb/seg	lb/seg	lb/seg	(Lb liq+gas)/seg
Palanda 02	1,273	4,745	0,00005	6,018
Palanda 04	1,114	1,390	0,00001	2,504
Primavera 1	0,270	1,203	0,00013	1,473
Yuca Sur 01	0,672	13,858	0,00146	14,531
Yuca Sur 04	0,356	0,754	0,00020	1,110
Yuca Sur 12	1,080	1,783	0,00008	2,863
Yuca Sur 14	0,745	1,913	0,00025	2,658
Yuca Sur 19	1,224	0,827	0,00024	2,051
Pindo 05	0,256	1,702	0,00022	1,958
Pindo 06	0,717	6,747	0,00049	7,464
Pindo 07	1,109	10,718	0,00080	11,828
Pindo 09	0,464	3,614	0,00048	4,078
Pindo 11	1,997	5,936	0,00030	7,933
Pindo 13	2,797	1,653	0,00009	4,450
Pindo 14	3,085	10,244	0,00131	13,330
Pindo Este 1	1,054	1,698	0,00010	2,752

Elaborado por: Israel Jara R.

Ecuación general del gradiente de presión dinámica

El punto de partida de las diferentes correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías es la ecuación general del gradiente de presión la cual puede escribirse de la siguiente manera:

$$\text{Grad.total (lpc/pie)} = \frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left(\frac{g \cdot \rho \cdot \sin \theta}{g_c} + \frac{f_m \cdot \rho \cdot V^2}{2 g_c \cdot d} + \frac{\rho \cdot \Delta V^2}{2 g_c \cdot \Delta Z} \right)$$

En la ecuación anterior:

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal, ($=0^\circ$ para flujo horizontal e $=90^\circ$ en flujo vertical)

ρ = densidad de la mezcla multifásica, lbm/pie³

V = velocidad de la mezcla multifásica, pie/seg

g = aceleración de la gravedad, 32,3 pie/seg²

g/g = constante para convertir lbm a lbf

f_m = factor de fricción de Moody, adimensional

d = diámetro interno de la tubería, pie

Cuyos componentes se diferencian a continuación:

- Gradiente de presión por gravedad:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{elev} = \frac{g \cdot \rho \cdot \sin \theta}{144 g_c}$$

- Gradiente de presión por fricción:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_{fricc.} = \frac{f_m \rho V^2}{144 (2 g_c d)}$$

- Gradiente de presión por cambio de energía cinética o aceleración:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_{acel.} = \frac{\rho \Delta V^2}{144 (2 g_c \Delta Z)}$$

La componente de aceleración es muy pequeña a menos que exista una fase altamente compresible a bajas presiones (menores de 150 psi).

Correlaciones para calcular Flujo Multifásico en Tuberías

- ***Correlación de Hagedorn & Brown.***

$$\left(\frac{dP}{dH}\right) = \frac{1}{144} \cdot \left[\rho_m + \frac{f_m \cdot \rho_m \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m}{2 \cdot g_c} \cdot \left(\frac{V_m^2}{\Delta X}\right) \right]$$

- ***Correlación de Duns & Ros.***

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_f = \frac{f_m \cdot \rho_L \cdot V_{sL} \cdot V_m}{144 \cdot 2 \cdot g_c \cdot d}$$

- ***Solución con Orkiszewski.***

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_f = \frac{f \cdot \rho_L \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \cdot \left[\frac{V_{sL} + V_b}{V_m + V_b} + \delta \right]$$

- **Solución con Beggs & Brill.**

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_f = \frac{f_{tp} \cdot \rho_{ns} \cdot V_m^2}{144 \cdot 2 \cdot g_c \cdot d}$$

El cálculo de las pérdidas por fricción en la tubería de producción se realizó con las correlaciones de Hagedorn y Brown. Véase la tabla 2.24.

TABLA 2. 24 CÁLCULOS DE LAS PERDIDAS POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Pozo	Nre	f	Vm	$\Delta P/\Delta L$ f	$\Delta P/\Delta L$ f
			ft/seg	lbf.ft ² /ft	psi/ft
Palanda 02	30773	0,04700	2,04800	0,74085	0,00514
Palanda 04	6486	0,00987	0,88800	0,02844	0,00020
Primavera 1	7536	0,03800	0,54700	0,03918	0,00027
Yuca Sur 01	74192	0,02600	4,87400	2,35154	0,01633
Yuca Sur 04	5687	0,04700	0,47400	0,03169	0,00022
Yuca Sur 12	14713	0,00435	1,06800	0,01710	0,00012
Yuca Sur 14	13660	0,04400	1,05300	0,15829	0,00110
Yuca Sur 19	10619	0,00603	0,92000	0,01473	0,00010
Pindo 05	10036	0,03600	0,67500	0,06100	0,00042
Pindo 06	38262	0,03400	2,52600	0,82189	0,00571
Pindo 07	60950	0,03200	4,13000	2,01468	0,01399
Pindo 09	20876	0,03500	1,44400	0,26388	0,00183
Pindo 11	20728	0,00309	2,78500	0,08923	0,00062
Pindo 13	8033	0,00797	1,63300	0,07845	0,00054
Pindo 14	34486	0,00186	4,72900	0,15174	0,00105
Pindo Este 1	7382	0,00867	1,00800	0,03227	0,00022

Elaborado por: Israel Jara R.

2.4.3.4. Índice de Productividad

La diferencia entre la presión de reservorio y la presión de fondo fluyente se conoce como abatimiento o draw down:

$$Draw\ down = Abatimiento = P_r - P_{wf}$$

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en este gasto particular se denomina índice de productividad IP y se simboliza con la letra J, si la producción q está en bl/día de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento está expresado en lb/pulg², el IP se define como:

$$J = \frac{q}{Pr - Pwf}$$

A menos que se especifique otra cosa, el IP se basa en la producción neta de líquidos (producción de aceite más la producción de agua).

En la tabla 2.25 se indican los cálculos del índice de productividad de los pozos seleccionados a octubre del 2011.

TABLA 2. 25 CÁLCULOS DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

Pozo	Pr	Pwf	Q	IP	Qmax	IP oil
	PSI	PSI	Bls	BFPD/PSI	BFPD	BPPD/PSI
Palanda 02	3540	2082	1501	1,029	3644	0,226
Palanda 04	3234	835	635	0,265	856	0,122
Primavera 1	2305	941	371	0,272	627	0,054
Yuca Sur 01	3936	2627	3600	2,750	10825	0,138
Yuca Sur 04	2500	756	282	0,162	404	0,055
Yuca Sur 12	1600	845	734	0,972	1555	0,389
Yuca Sur 14	1600	695	674	0,745	1192	0,223
Yuca Sur 19	2062	601	536	0,367	756	0,227
Pindo 05	3029	1939	488	0,448	1356	0,062
Pindo 06	2487	1633	1850	2,166	5388	0,217
Pindo 07	3749	772	2939	0,987	3701	0,099
Pindo 09	3546	1111	1014	0,416	1477	0,050
Pindo 11	2580	730	1980	1,070	2761	0,278
Pindo 13	2405	699	1132	0,664	1596	0,425
Pindo 14	2621	1051	3326	2,118	5553	0,508
Pindo Este 1	1370	846	698	1,332	1825	0,532

Elaborado por: Israel Jara R.

2.4.3.5. Análisis Nodal

El análisis nodal, es la aplicación del análisis de sistemas completos del pozo, desde el límite exterior del reservorio a la cara de la arena, a las perforaciones y sección de la completación, al intake de la tubería, a la sarta

de producción, que incluye cualquier restricción y válvulas de seguridad del fondo del pozo, el choke superficial, la línea de flujo y separador.

Sistemas nodales

En el análisis nodal de un sistema completo se usa una combinación de:

- Desempeño del flujo del pozo.
- Desempeño de la tubería de flujo multifásico en el fondo del pozo.
- Desempeño de los componentes de superficie (incluyendo choke, funcionamiento del flujo horizontal o inclinado y separador).

El efecto de varios cambios en un componente del sistema tiene un efecto total en el sistema entero. Los pozos típicos son seleccionados para mostrar el efecto de varios cambios, como: la presión del separador, el tamaño de la línea de flujo, el tamaño del choke de superficie y el dimensionamiento de tubería. El análisis muestra si el pozo particular está o no limitado en la tasa de producción, por la habilidad del reservorio de dejar los fluidos o por el sistema productor.

La selección de varios parámetros, como la presión del separador o el tamaño de la línea de flujo se relacionan a la economía. Un análisis del sistema completo, muestra el efecto de variar alguno de los parámetros y su viabilidad económica.

Los diferentes indicadores de ganancia como la tasa de rentabilidad, el valor presente neto, etc., deben usarse para tomar la decisión.

Curvas de representación de flujo

Para realizar un análisis del sistema en un pozo, es necesario tener buenos datos de pruebas en el pozo, para que la capacidad del reservorio pueda predecirse.

Curva de oferta de energía (Inflow)

El flujo de petróleo, gas y agua es caracterizado por la curva IPR (Inflow Performance Relationship) que es una medida de la pérdida de presión en la formación y la relación funcional entre la tasa de flujo y la presión de fondo del pozo.

Mientras que el índice de productividad (IP) es la razón de la tasa de producción, en barriles fiscales por día, a la presión diferencial en el punto medio del intervalo productor. Además es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y es una propiedad comúnmente medida.

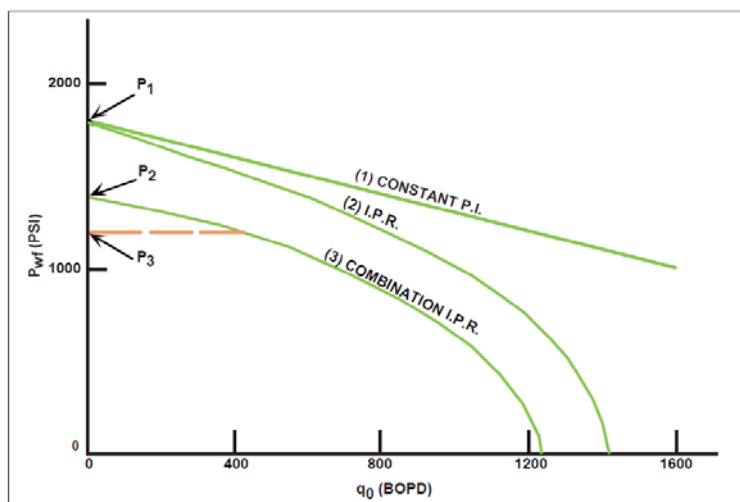


FIGURA 2. 24 CURVA DE OFERTA DE ENERGÍA (INFLOW)
Fuente: tomado de Nodal Análisis, sección 6, Schlumberger

En la figura 2.24:

- Una línea recta (IP constante denotado “J”).
- Una curva que muestra que la IP está disminuyendo con la rata (como en los pozos de gas).
- Una combinación de los anteriores.

La IP constante, normalmente ocurre para una sola fase de flujo líquida sobre la presión de punto de burbuja, y la línea curva muestra la IP cuando está disminuyendo por debajo de la presión del punto de burbuja, debido a condiciones de flujo de dos fases en el reservorio (líquido más gas).

Curva de demanda de energía (OutFlow)

Si se evalúan las P_{wh} y las P_{wf} requeridas para distintas tasas de producción y se grafican v.s. la tasa de producción q , se obtienen las curvas de demanda de energía en el cabezal y fondo del pozo respectivamente. La figura 2.25 muestra las curvas de demanda de energía mencionadas, observe para un caudal dado la representación de las pérdidas de presión en la línea, ΔP_l , y en el pozo, ΔP_p .

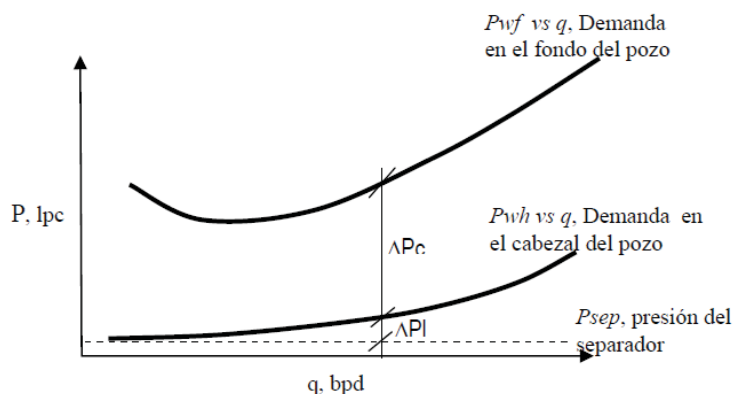


FIGURA 2. 25 CURVA DE DEMANDA DE ENERGÍA (OUTFLOW)

Fuente: tomado de Nodal Análisis, sección 6, Schlumberger

Rangos característicos de la curva de Demanda (Outflow)

Para un tamaño fijo de tubería vertical existe un rango óptimo de tasas de flujo que puede transportar eficientemente, para tasas menores a las del rango óptimo se originará un deslizamiento de la fase líquida (baja velocidad) lo que cargará al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo, y para tasas de flujo mayores a las del rango óptimo aumentará las pérdidas de energía por fricción (alta velocidad) aumentando sustancialmente los requerimientos de energía en el fondo del pozo. Véase la figura 2.26.

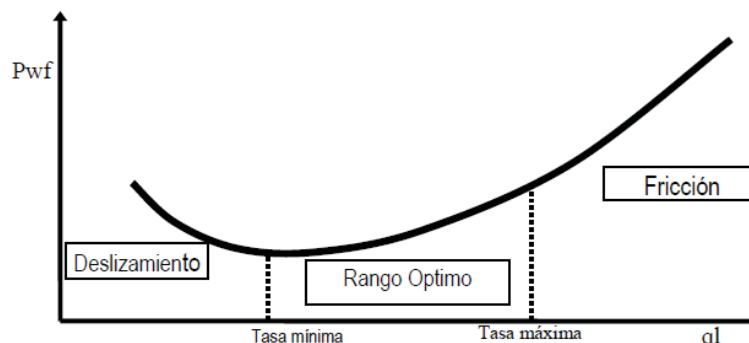


FIGURA 2. 26 RANGOS CARACTERÍSTICOS DE LA CURVA DE DEMANDA (OUTFLOW)
Fuente: tomado de Nodal Análisis, sección 6, Schlumberger

Rango de tasas según tamaño de tubería de producción

A continuación se presenta rangos óptimos de tasas dados por Brown para tuberías de uso común en los pozos petroleros. Los valores corresponden a RGL de aproximadamente 2000 pcn/bn. Véase la tabal 2.26

TABLA 2. 26 RANGOS ÓPTIMOS DE LA CURVA DEL OUTFLOW

Tubería (O.D.)	RANGO ÓPTIMO	
	Tasa mínima (b/d)	Tasa máxima (b/d)
2 3/8"	200	2500
2 7/8"	350	3000
3 1/2"	500	4000

Elaborado por: Israel Jara R.

En el presente estudio se realizó el Análisis Nodal Utilizando el Software Pipesim 2008.1 demo. A continuación se realiza una descripción de las características del Software y posteriormente se describe el procesimiento de evaluación.

Pipesim 2008.1 Demo

En el presente estudio se realizó la simulación del comportamiento de los pozos utilizando el Software Pipesim 2008.1 demo.

Pipesim es un simulador de flujo multifásico usado para diseñar y analizar los sistemas de producción tanto de petróleo como de gas, analizando el flujo desde el reservorio hasta la cabeza del pozo y adicionalmente analiza el flujo en las tuberías horizontales y las facilidades de superficie.

Módulos

El software pipesim cuenta con los siguientes módulos:

Análisis del comportamiento de pozos:

- Diseño de pozos
- Optimización del pozo
- Modelo del comportamiento del inflow
- Diseño del gas lift
- Modelo del comportamiento de gas lift
- Modelo del comportamiento de BES
- Modelo de pozo horizontal (incluyendo la determinación de la optima longitud de la completación)
- Diseño de pozos inyectores
- Flujo en el anular y el tubing

- Generación de la tabla VFP del reservorio
- Modelo de la sensibilidad del diseño del pozo.
- Comparación de los datos medidos con los calculados

Líneas de flujo y Facilidades:

- Flujo multifásico en líneas de flujo y oleoductos
- Generación de los perfiles de presión y temperatura
- Cálculo de los coeficientes de transferencia de calor
- Modelo de la línea de flujo y comportamiento de los equipos
- Modelo de sensibilidad del diseño de tuberías
- de la sensibilidad del diseño del pozo.
- Comparación de los datos medidos con los calculados

Módulos más utilizados

Open Link

Es un conjunto de aplicaciones que permiten al software Pipesim establecer un vínculo con otros programas como es el caso de Microsoft Excel a través de Visual Basic para Aplicaciones (VBA). El objetivo de este módulo es controlar la interface y el motor de cálculo del Pipesim a través de Microsoft.

Ventajas de Open Link

Se mejora el tiempo de carga de datos al simulador lo cual es de mucha ayuda cuando se esta trabajando con varios pozos.

Procedimiento para realizar el Análisis Nodal con Pipesim 2008.1 demo

1. Abrir Pipesim y crear un nuevo Análisis de comportamiento de Pozo como se muestra en la figura 2.27.

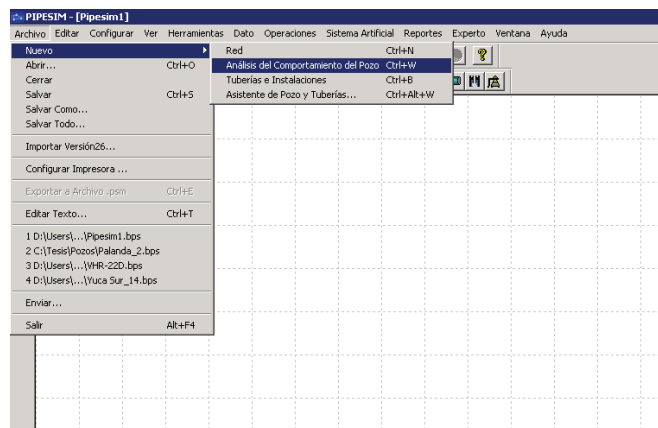


FIGURA 2. 27 VENTANA DEL SOFTWARE PIPESIM DEMO
Elaborado por: Israel Jara R.

2. Crear el siguiente modelo de pozo como se muestra en la figura 2.38:

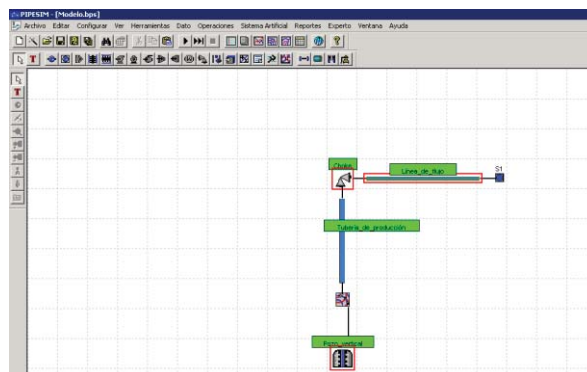


FIGURA 2. 28 VENTANA DEL PIPESIM DEMO, CREACIÓN DEL MODELO DE POZO
Elaborado por: Israel Jara R.

3. Guardar el modelo con la descripción simple tanto en el tubing, como en la línea de flujo.

4. Guardar el modelo bajo el nombre modelo.bps con la siguiente dirección:

D:/OpenLink/template/template.bps

5. Abrir Microsoft Excel, y en una hoja crear la siguiente tabla. Véase fig 2.29

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
1																								
2																								
3																								
4																								
5																								
6																								
7																								
8																								
9																								
10																								
11																								

FIGURA 2. 29 TABLA DE DATOS EN MICROSOFT EXCEL

Elaborado por: Israel Jara R.

6. Empezar la tabla en la celda \$A\$4

7. Tabular los datos en las 24 columnas como se indica en la tabla 2.27.

TABLA 2. 27 DATOS PARA LA HOJA DE CÁLCULO

A: General Data:	
Index.	(1,2)
Field.	(Field1, Field2)
Well Number	(435,436)
Gathering Station	(Man1,Man2)
B: Black Oil Data:	
Gas Gravity (lbs/cu.ft gas sc) /(lbs/cu.ft air sc).	(62,62)
Oil API	(Field1, Field2)
GOR scf/bbl	(800000,900000)
Water Cut %	(10,20)
C: Completion Data:	
Pws Psia (Static pressure of the reservoir).	(1800,3000)
Temperature F	(200,200)
PI mmscf/d/psi2	(1.5053E-08,1.7427E-7)
D: Tubing Data:	
Perforation MD m	(2104,2104)
Perforation TVD m	(2104,2102)
Tubing 1 MD m	(2054,2052)
Tubing 1 ID	(2.44,2.44)
Tubing 2 MD (Casing MD)	(2104,2104)
Tubing 2 ID (Casing TVD)	(5.5,5.5)
E: Flow line Data:	

Flow line elevation (m)	(0,0)
Flow line ID "	(3,3)
Flow line Length km	(4.305,1.212)
F:Choke Data:	
Choke Size 1/64th".	(95,95)
G: Production Data:	
Gas Rate mmscf/d	(0.041,1.39)
Well Head Pressure psia	(195,250)
Pressure at the end of the flow line. psia	(150,440)

Elaborado por: Israel Jara R.

8. En la celda \$A\$8 escribir la siguiente dirección:

D:/OpenLink/Excel/Openlink.xls

9. En la celda \$A\$9 escribir la dirección en donde los modelos van a ser guardados: D:/OpenLink/

10. Activar las Macros en el libro de Excel.

11. Seleccionar en la cinta de opciones, en el submenú seguridad, seleccionamos macro y seleccionamos la opción deshabilitar todas las macros con notificación. Vease figura 2.30

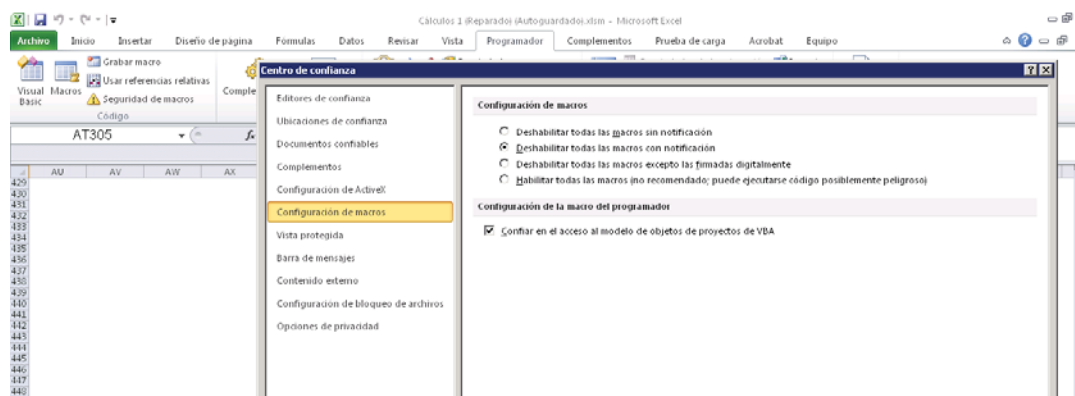


FIGURA 2. 30 CONFIGURACIÓN DE MACROS EN MICROSOFT EXCEL

Elaborado por: Israel Jara R.

12. Insertar un botón en el libro que inicie la rutina
13. Hacer un clic en el botón activando así el modo de diseño que permitirá colocar botones y otro tipo de controles en la hoja de cálculo
14. Para cambiar el nombre del botón se dio clic derecho en el mismo y se escribió diseñar pozo
15. Abrir el editor VBA con el modo de diseño activado, para esto se puede dar doble clic en el botón, o con alt+F11.

```
Private Sub CommandButton1_Click()  
  
End Sub
```

FIGURA 2. 31 VENTANA DEL CÓDIGO EN EL EDITOR DE VBA
Elaborado por: Israel Jara R.

En la figura 2.31 se puede observar la ventana del código que contiene las instrucciones se llama ventana de código. La palabra **sub** en la primera línea indica a la computadora que es el comienzo de una nueva rutina. Las palabras **CommandButton1_Click** en la primera línea indican a la computadora que la rutina a continuación puede ser ejecutada solamente en el botón **CommandButton_1**. La oración **End Sub** indica a la computadora que este es el fin de las instrucciones.

16. Para escribir instrucciones usando Open Link se requiere indicar a la computadora que se va a utilizar estas rutinas, para esto en el editor VBA, se da clic en el menú herramientas y luego en el submenú Referencias mostrando la ventana que se indica en la figura 2.32.

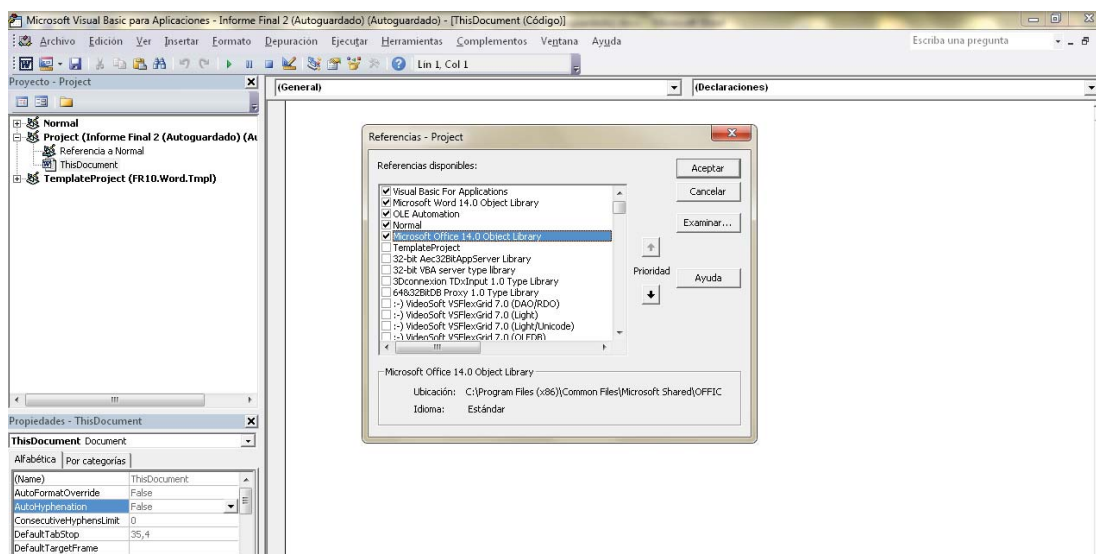


FIGURA 2. 32 CONFIGURACIÓN DEL SUBMENÚ REFERENCIAS EN LA VENTANA DEL EDITOR DE VBA

Elaborado por: Israel Jara R.

17. Activar las siguientes referencias:

- FluidModelCOM 1.0 Type Library
- Net32COM 1.0 Type Library
- NODALOPLib.INodalAnal

18. A continuación se debe escribir las instrucciones como se muestra en la figura 2.33:

```

Private Sub CommandButton1_Click()

'*****PRE-LOOP STEPS (STEP 1,2,3,4,5)*****
'***** STEP 1: DECLARE OBJECTS AND VARIABLES*****
'Declare Object
Dim Bo As New FLUIDMODELCOMLib.IBlackOil
Dim Obj As New NET32COMLib.ISingleBranchModel
'Declare Variables
Dim x, n, TmpAmb, TmpSurf As Integer
'*****STEP 2:ASSIGN THE AMBIENT TEMPERATURE TO THE VARIABLE TmpAmb*****
TmpAmb = Cells(11, 4).Value
If TmpAmb = "" Then
Exit Sub
End If
'*****STEP 3:Assign the template path to the variable PathTemplate*****
PathTemplate = Cells(8, 1)
If PathTemplate = "" Then
Exit Sub
End If
'*****STEP 4:ASSIGN MODEL PATH TO THE VARIABLE Path*****
Path = Cells(9, 1).Value
If Path = "" Then
Exit Sub
End If
'*****STEP 5: FIND THE ROW NUMBER OF THE FIRST AND LAST CELL OF THE SELECTED RANGE *
case1 = ActiveCell.Row
cases = Selection.Rows.Count
lastcase = case1 + cases - 1
'*****
'*****STEP 5: DEFINE TUBING OBJECT OF Template.bps *****
Obj.SetPropertyVal "Tubing_1", "PERFS MD", Cells(n, 12), "m"
Obj.SetPropertyVal "Tubing_1", "PERFS TVD", Cells(n, 13), "m"
Obj.SetPropertyValAtObjectIndex "Tubing_1", "PIPE ID", Cells(n, 15), "inches", 0, 0
Obj.SetPropertyValAtObjectIndex "Tubing_1", "PIPE MD", Cells(n, 14), "m", 0, 0
If IsEmpty(Cells(n, 24)) = False Then
Obj.SetPropertyValAtObjectIndex "Tubing_1", "PIPE ID", Cells(n, 17), "inches", 0, 1
Obj.SetPropertyValAtObjectIndex "Tubing_1", "PIPE MD", Cells(n, 16), "m", 0, 1
End If
Obj.SetPropertyVal "Tubing_1", "PIPE WT", 0.5, "inches"
Obj.SetPropertyVal "Tubing_1", "PIPE OD", Cells(n + 3, 18), "inches"
Obj.SetPropertyVal "Tubing_1", "SURFACE TEMPERATURE", Cells(11, 4), "F"
Obj.SetPropertyVal "Tubing_1", "PERFS TEMPERATURE", Cells(n, 10), "F"
'*****STEP 6: DEFINE CHOKE OBJECT OF Template.bps *****
Obj.SetPropertyVal "Choke_1", "BEAN SIZE", Cells(n, 21), "1/64in"
'*****STEP 7: DEFINE FLOWLINE OBJECT OF Template.bps *****
Obj.SetPropertyVal "Flowline_1", "HORIZONTAL LENGTH", Cells(n, 22), "km"
Obj.SetPropertyVal "Flowline_1", "VERTICAL LENGTH", Cells(n, 20), "m"
Obj.SetPropertyVal "Flowline_1", "PIPE ID", Cells(n, 19), "inches"
Obj.SetPropertyVal "Flowline_1", "PIPE AMB TEMPERATURE", TmpAmb, "F"
'*****STEP 8: SAVE MODEL TEMPLATE.BPS UNDER ANOTHER NAME (STATION NAME+WELLNAME)****
Stationname = Cells(n, 4)
wellname = Cells(n, 3)
Obj.SaveModel Path & Stationname & "_" & wellname & ".bps"
'*****STEP 9: RESTART LOOP.*****
Next n
End Sub

```

FIGURA 2. 33 INSTRUCCIONES PARA CREAR EL MODELO DE POSO EN LA VENTANA DEL CÓDIGO

Elaborado por: Israel Jara R.

19. Insertar un Segundo botón en la hoja de cálculo como se muestra en la figura 2.34.

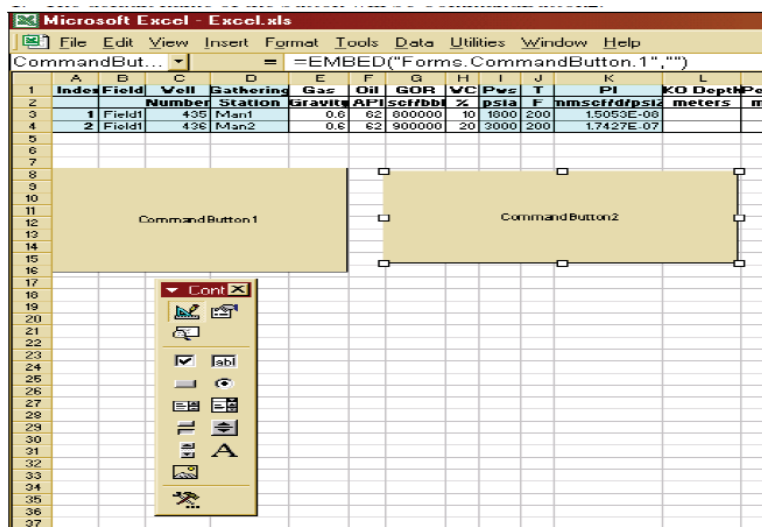


FIGURA 2. 34 BOTONES EN LA VENTANA DE MICROSOFT EXCEL
Elaborado por: Israel Jara R.

20. Dar doble clic en el segundo botón y en la ventana de código escribir las instrucciones como se muestra en la figura 2.35:

```
Private Sub CommandButton2_Click()

'*****PRE-LOOP STEPS (STEP 1,2,3).*****
'***** STEP 1: DECLARE OBJECTS AND VARIABLES.*****
'Declare Object:
Dim Z As New NODALOPLib.INodalAnal
Dim Obj As New NET32COMLib.ISingleBranchModel
'Declare Variables
Dim x, n As Integer
Dim ExportFile, OperationFile As String
'*****STEP 2:ASSIGN MODEL PATH TO THE VARIABLE Path*****
Path = Cells(9, 1).Value
If Path = "" Then
Exit Sub
End If
'*****
'***STEP 3: FIND THE ROW NUMBER OF THE FIRST AND LAST CELL OF THE SELECTED RANGE *
case1 = ActiveCell.Row
cases = Selection.Rows.Count
lastcase = case1 + cases - 1
'*****
'*****
```



```

*****LOOP STEPS*****
*****STEP 1: INITIATE LOOP.*****
For n = case1 To lastcase
*****STEP 2: SPECIFY OPERATION OBJECT.*****
'Specify fluid type:
Z.MaxRateFluidType = 1
'Specify Outflow Pressure:
Z.OutletPressure_SI = ((Cells(n, 24) * 100000) / 14.7
'Specify rate range Range:
Z.OutflowCurveRangeLimit = True
Z.MaxRate_SI = (Cells(n, 22) * 0.7
'*****_Define inflow:*****
'Specify inflow object:
Z.InflowObject = "VertWell_1"
'Specify inflow variable:
Z.InflowVariable = "Static Pressure"
'Specify array of inflow variables:
Dim senslist(0) As Double
Dim sensv As Variant
senslist(0) = Sheet1.Cells(n, 9)
sensv = senslist
Z.AddInflowValues (sensv)
'*****_Define outflow:*****
'Specify outflow object:
Z.OutflowObject = "Tubing_1"
'Specify outflow variable:
Z.OutflowVariable = "ID:Tubing_1_Tub#1"
'Specify array of outflow variables:
Dim liftlist(0) As Double
Dim lifv As Variant
liftlist(0) = Cells(n, 15)
lifv = liftlist
Z.AddOutflowValues (lifv)
'*****_Specify output plot is to be produced:*****
Z.RunPlotToolWithEngine = True
*****

```

FIGURA 2. 35 INSTRUCCIONES PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL EN LA VENTANA DEL CÓDIGO

Elaborado por: Israel Jara R.

21. Para ejecutar la rutina, regresar a la hoja de cálculo y seleccionar las celdas de los pozos que se desea evaluar, seguidamente dar clic en el primer botón para crear los archivos .bps que contienen los modelos de los pozos. Véase la figura 2.36.

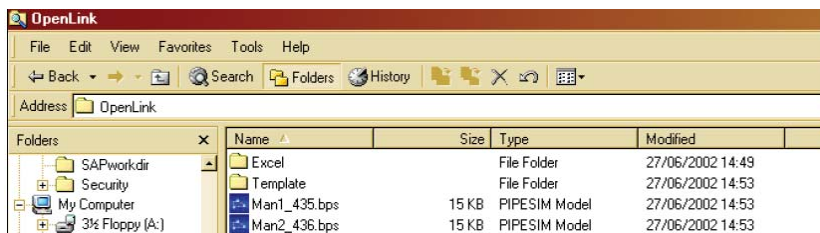


FIGURA 2. 36 INSTRUCCIONES PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL EN LA VENTANA DEL CÓDIGO

Fuente: Pipesim 2008.Demo.

22. Para realizar el análisis nodal seleccionar las celdas de los pozos y dar clic en el segundo botón, generando así en la carpeta Open Link los resultados. Véase la figura 2.37.

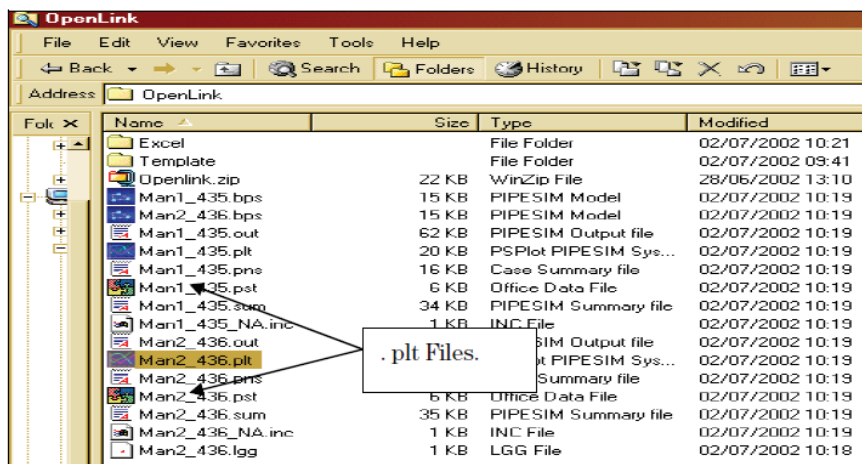


FIGURA 2. 37 INSTRUCCIONES PARA REALIZAR EL ANÁLISIS NODAL EN LA VENTANA DEL CÓDIGO

Fuente: Pipesim 2008.Demo

23. Para observar los gráficos del análisis nodal ejecutar los archivos .plt como se muestra en la figura 2.38.

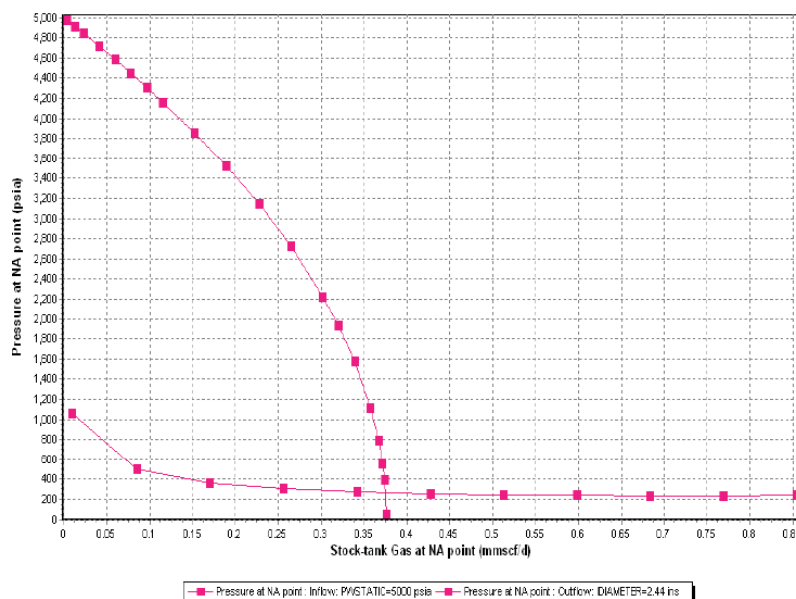


FIGURA 2. 38 GRÁFICO DEL ANÁLISIS NODAL

Fuente: Pipesim 2008.Demo

Análisis Nodal de los pozos seleccionados

El Análisis Nodal se realizó utilizando el procedimiento descrito en el título anterior, el objetivo de este análisis es determinar mediante las curvas de Oferta (inflow) y las curvas de Demanda (Outflow) el potencial de los reservorios y la capacidad de producción de los sistemas de levantamiento artificial para esto se ingresó en el programa datos de producción a Octubre del 2011, datos de completación y datos de los fluidos. A continuación se presenta las tablas 2.28 y 2.29 de ingreso de datos para el software y posteriormente se presentan los resultados del Análisis Nodal de los pozos seleccionados.

TABLA 2. 28 TABLA DE INGRESO DE DATOS PARA EL SOFTWARE PIPESIM 2008 DEMO

Datos Generales				Datos de los fluidos				Datos generales de Completación			Datos del tubing						Datos de la línea de flujo		
Num	Campo	Num	Estación	Gravedad	Oil	GOR	BSW	Pws	Ty	IP	Perf1 MD	Perrf1 TVD	Tbg1 MD	Tbg1 ID	Csg MD	Csg ID	Elevación	ID	Longitud
		Pozo		Gas	API	scf/bbl	%	psia	F	STB/d/psi	ft	ft	ft	pulg	ft	pulg	meters	pulg	m
1	Palanda	2	Palanda	0,980	18,4	70	78	3540	200	1,1095	9871	9871	9627	2,992	10416	6,276	0	3,5	4250
2	Palanda	4	Palanda	0,955	20,2	53	54	3234	203	0,2647	10067	10067	9460	2,992	10158	6,276	0	5	3567
3	Primavera	1	Primavera	0,930	27,8	208	80	2305	205	0,2720	9897	9897	9490	2,992	10200	6,276	0	4	8700
4	Yuca Sur	1	Yuca Sur	0,745	22,7	256	95	3936	220	2,7506	10075	10075	9206	2,992	10459	6,276	0	3,5	1542
5	Yuca Sur	4	Yuca Sur	0,955	25	234	66	2500	203	0,1617	9767	9767	9496	2,992	10252	6,276	0	6	3140
6	Yuca Sur	11	Yuca Sur	0,930	27	100	42	3215	205	0,1634	10140	10140	8698	2,992	10197	6,276	0	4	2250
7	Yuca Sur	12	Yuca Sur	0,930	28,2	95	60	1600	205	0,9721	9943	9943	9659	2,992	10206	6,276	0	5	3315
8	Yuca Sur	14	Yuca Sur	0,930	27,6	168	70	1600	205	0,7446	9940	9940	9726	2,992	10233	6,276	0	6	3915
9	Yuca Sur	19	Yuca Sur	0,930	27,6	130	38	2062	205	0,3670	9986	9986	9743	2,992	10308	6,276	0	4	2511
10	Pindo	5	Pindo	0,955	22,4	182	86	3029	205	0,4478	9986	9986	6751	2,992	10331	6,276	0	6	1500
11	Pindo	6	Pindo	0,980	17,9	149	90	2487	200	2,1656	9955	9955	8774	2,992	10440	6,276	0	6	1550
12	Pindo	7	Pindo	0,955	22	158	90	3749	203	0,9872	10041	10041	9551	2,992	10478	6,276	0	4	2350
13	Pindo	9	Pindo	0,863	20,4	211	88	3546	210	0,4164	9986	9986	8700	2,992	10455	6,276	0	4	800
14	Pindo	11	Pindo	0,980	17,6	65	74	2580	200	1,0702	9845	9845	9412	2,992	10449	6,276	0	4	3000
15	Pindo	13	Pindo	0,980	18,2	42	36	2405	200	0,6637	9839	9839	9382	2,992	10427	6,276	0	4	3243
16	Pindo	14	Pindo	0,980	18,1	110	76	2621	200	2,1184	9811	9811	9337	2,992	10414	6,276	0	4	3560
17	Pindo	Este-1	Pindo	0,900	22,4	76	60	1370	195	1,3313	9104	9104	8752	2,992	10452	6,276	0	5	6255
C:/Tesis/Modelo/Modelo.bps C:/Tesis/Pozos/																			
Temperatura de Superficie		90	F																

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 29 TABLA DE INGRESO DE DATOS PARA EL SOFTWARE PIPESIM 2008 DEMO

		Datos de Producción			Datos BES										
Num	Campo	Rata	WHP	Psalida	BES MD	Fabricante	#Etapas	Qdiseño	SepGas	Vel	Arena	Pb	BES	Eficiencia	Gravedad
		STB/d	psig	psig	ft			BLS		Hz		bar	Modelo	SeparaGAS	agua
1	Palanda	1501	280	25	9613	CENTRILIFT	402	1800	1	55	Ui	4895277,47	J61	100	1,039
2	Palanda	635	280	25	9571	CENTRILIFT	405	900	1	52	T	4550539,62	FC925	100	1,024
3	Primavera	371	30	25	9602	CENTRILIFT	386	550	1	49	T	4205801,77	FC650	100	1,022
4	Yuca Sur	3600	400	20	9316	CENTRILIFT	166	2200	1	47	H	1999479,53	GC2200	100	1,035
5	Yuca Sur	282	200	20	9609	CENTRILIFT	380	550	1	48	U+T	4550539,62	FC650	90	1,037
6	Yuca Sur	431	230	20	9609	CENTRILIFT	314	900	1	51	T	4205801,77	GC1200	0	1,000
7	Yuca Sur	734	510	25	9770	CENTRILIFT	237	1180	1	52	T	4205801,77	GC1200	100	1,027
8	Yuca Sur	674	350	25	9841	CENTRILIFT	405	900	0	51,5	T	4205801,77	FC925	90	1,026
9	Yuca Sur	536	150	25	9865	CENTRILIFT	380	940	1	51	T	4205801,77	FC925	90	1,026
10	Pindo	488	170	48	6912	CENTRILIFT	292	4300	0	50	T + U	2930271,73	FC4300	100	1,023
11	Pindo	1850	137	45	8882	CENTRILIFT	166	4800	1	58	U	3171588,22	E127	100	1,036
12	Pindo	2939	168	40	9662	CENTRILIFT	166	4800	0	57	U + T	2930271,73	E127	100	1,021
13	Pindo	1014	110	45	8821	CENTRILIFT	452	1660	1	49	H+Ui	3171588,22	G48	100	1,003
14	Pindo	1980	338	45	9506	CENTRILIFT	172	2200	1	58	Ui	3171588,22	GC2200	100	1,038
15	Pindo	1132	230	45	9476	CENTRILIFT	202	2200	1	52,1	Ui	3171588,22	GC2200	100	1,033
16	Pindo	3326	195	45	9502	CENTRILIFT	312	3500	0	65	U	3171588,22	T100	100	1,029
17	Pindo	698	340	45	8880	CENTRILIFT	492	630	1	54	BT	3895537,71	FC650	100	1,021

Elaborado por: Israel Jara R.

Resultados del Análisis Nodal del pozo Pindo 5

En el pozo Pindo 5 la producción fue de 488 BFPD y 68 BPPD @ Octubre-2011; el índice de productividad es relativamente bajo y su valor es de $J=0,488$ BFPD/psi. El outflow presenta un rango característico de deslizamiento de la fase líquida por baja velocidad, debido a que la producción es relativamente baja en comparación con el diámetro interno del tubing de 2,992 pulg, el resultado de esto es que se cargará al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo. Para este pozo se recomienda un cambio de sistema de levantamiento artificial. Véase la figura 2.39.

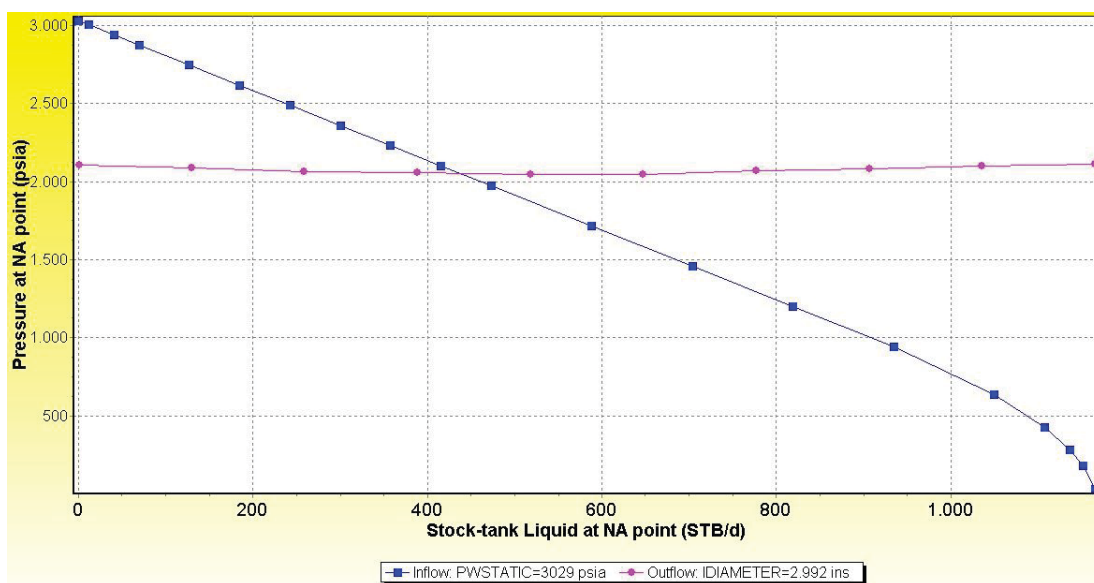


FIGURA 2. 39 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 5, VARIABLE OUTFLOW ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultado del Análisis Nodal del pozo Pindo 6

En el pozo Pindo 6 se tuvo una producción de de 1850 BFPD y 185 BPPD @Oct-2011, el Índice de Productividad es $J=2,166$ BFPD/psi; adicionalmente la profundidad de asentamiento de la bomba es menor que la profundidad de

la presión de burbuja por esta razón en la completación se encuentra instalado un separador de gas. En lo que se refiere a la curva Outflow la producción se encuentra en el límite del rango óptimo de producción. Para este pozo no se recomienda un cambio de Levantamiento Artificial. Véase la figura 2.40.

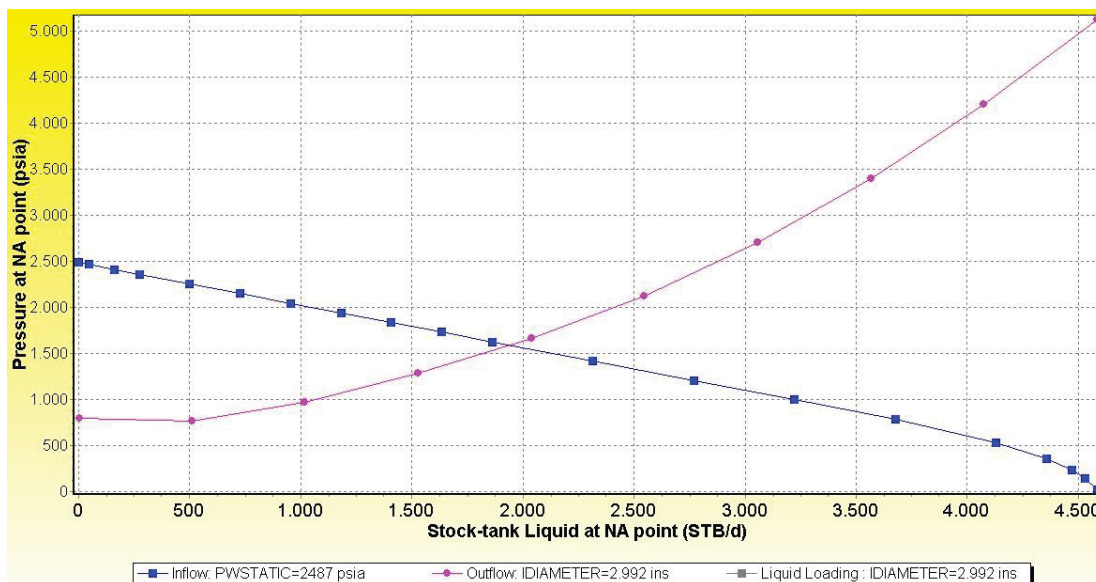


FIGURA 2. 40 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 6, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Pindo 7

En el pozo Pindo 7 la producción fue de 2939 BFPD y 294 BPPD @ Oct-2011; el Índice de productividad es de $J=0,987$ BFPD/psi que es un valor relativamente bajo. En cuanto al outflow las tasas antes mencionadas son mayores a las óptimas para la tubería de 2,992 pulg, lo que produce un aumento de las perdidas por fricción debido a la alta velocidad de los fluidos aumentando así los requerimientos de energía en el fondo del pozo. Para este pozo se recomienda un cambio de sistema de levantamiento artificial. Véase la figura 2.41.

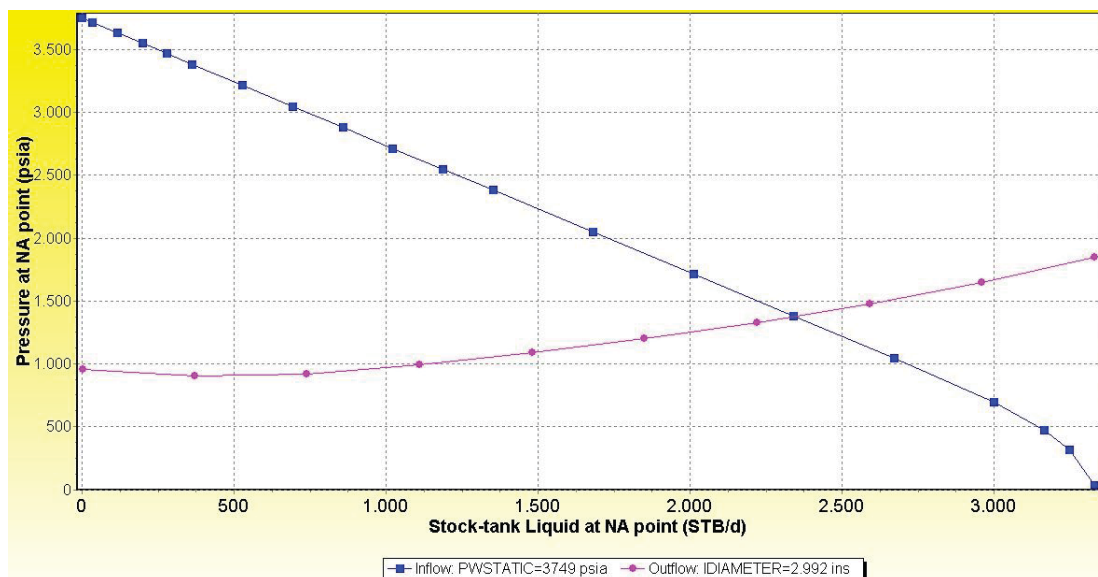


FIGURA 2. 41 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 7, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Pindo 9

En el pozo Pindo 9 la producción fue de 1014 BFPD y 122 BPPD @ Oct-2011; el Índice de Productividad su valor es de $J=0,416$ BFPD/psi que es relativamente bajo; la profundidad de asentamiento de la bomba es menor que la profundidad de la presión de burbuja por lo que en esta completación se encuentra instalado un separador de gas. En cuanto al outflow la producción se encuentra dentro del rango óptimo. Véase la figura 2.42.

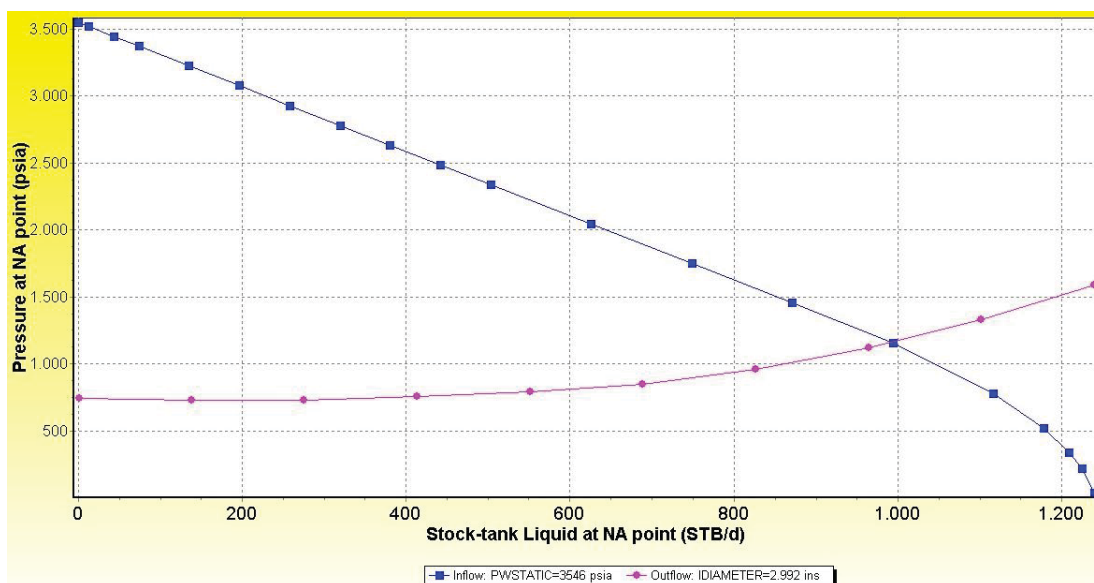


FIGURA 2. 42 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 9, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Pindo 11

En este pozo la producción fue de 1980 BFPD y 515 BPPD @ Oct-2011; el Índice de Productividad es de $J=1,07$ BFPD. En esta completación se tiene instalado un separador de gas. En lo que se refiere al Outflow la producción dentro del rango óptimo para la tubería de 2,992 pulgadas. Véase la figura 2.43.

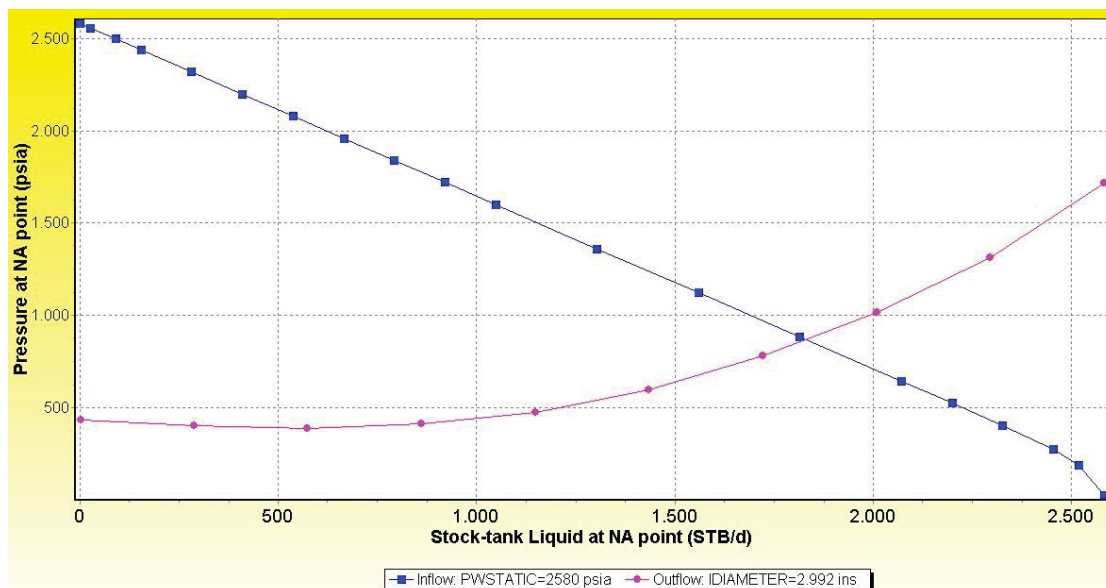


FIGURA 2. 43 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 11, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Pindo 13

En este pozo la producción fue de 1132 BFPD y 724 BPPD @ Oct-2011; el índice de productividad, en esta completación se tiene instalado un separador de gas, el potencial de producción es de $J=0,664$ BFPD/PSI es decir que es relativamente bajo bajo. El outflow presenta un rango característico de deslizamiento por baja velocidad del líquido, aumentando así la demanda de energía en el fondo del pozo. Se recomienda un cambio de sistema de levantamiento artificial para este pozo. Véase la figura 2.44.

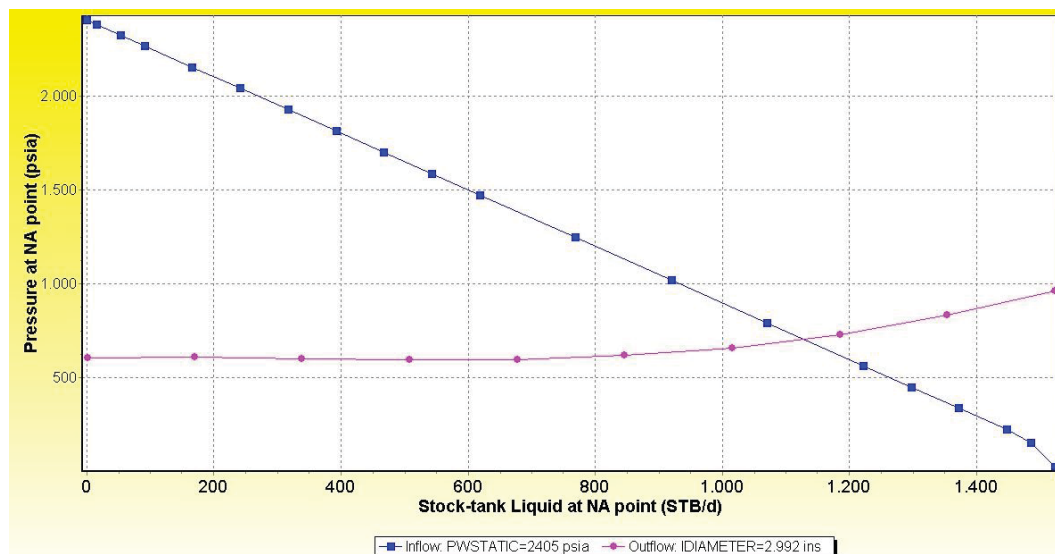


FIGURA 2. 44 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 13, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Pindo 14

En el pozo pindo 14 la producción fue de 3326 BFPD y 798 BPPD en el mes de octubre del 2011; el índice de productividad es relativamente alto con un valor de $J=2,118$ BFPD/PSI. En cuando al outflow se encuentra dentro del rango de producción óptima, es decir sin que se produzca excesiva fricción o deslizamiento de la fase líquida para la tubería de 2,992 pulgadas. Véase la figura 2.45.

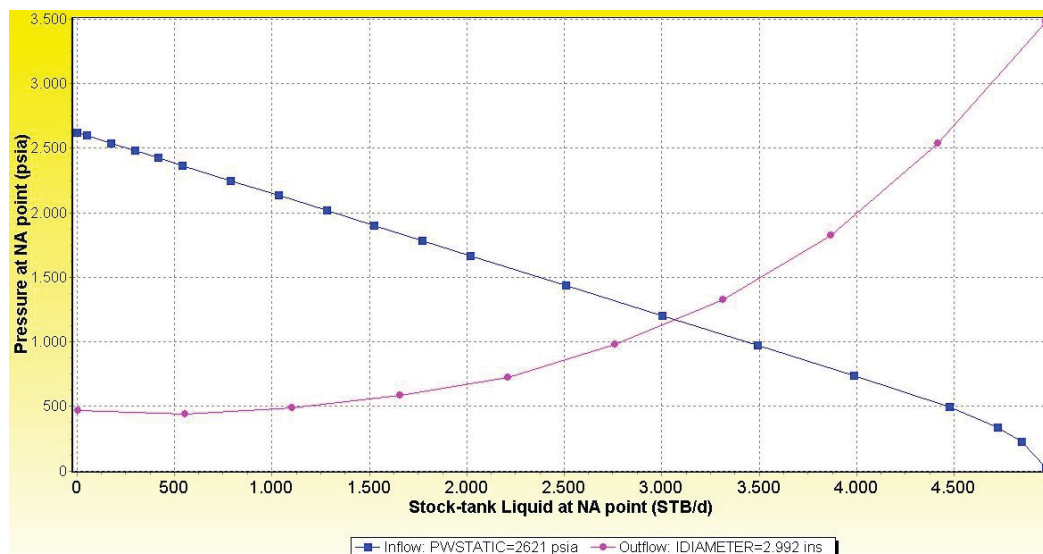


FIGURA 2. 45 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO 14, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Pindo Este-1

En el pozo Pindo Este-1 la producción fue de 698 BFPD y 279 BPPD @ Oct-2011; el Índice de productividad es de 1,332 BFPD/PSI que es un valor relativamente alto. La profundidad de asentamiento de la bomba es mayor que la profundidad de la presión de burbuja por lo que en esta completación no se encuentra instalado separador de gas. En outflow muestra que el pozo se encuentra dentro del rango óptimo de producción. Véase la figura 2.46.

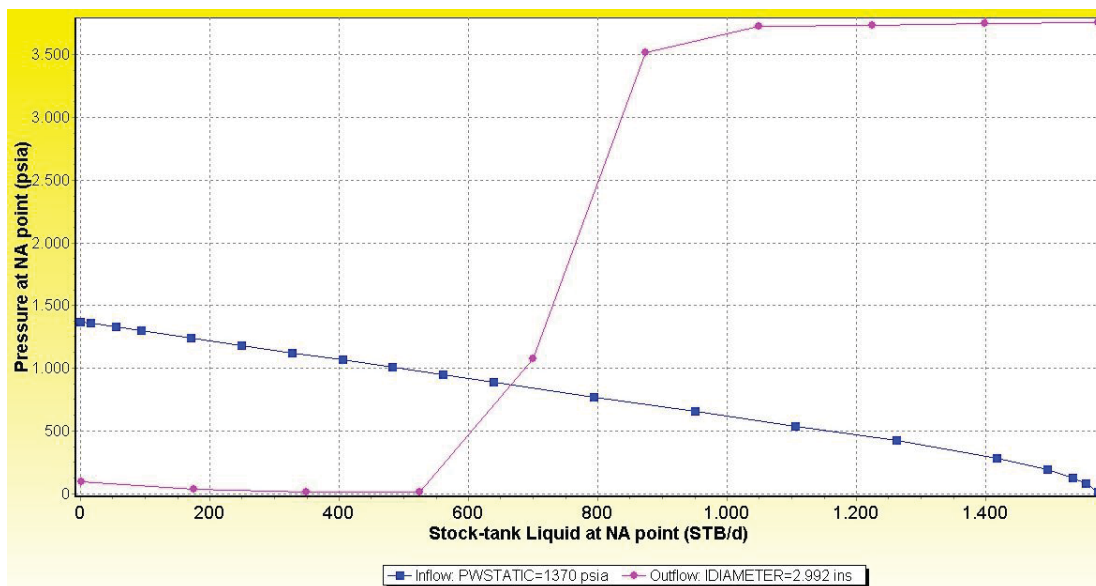


FIGURA 2. 46 ANÁLISIS NODAL POZO PINDO ESTE-1, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Palanda 2

En el pozo Palanda 2 la producción para el mes de octubre del 2011 fue de 1501 BFPD y 330 BPPD; el índice de productividad para este pozo es de $J=1,09$ BFPD/PSI que es relativamente alto. El outflow muestra que la producción se encuentra dentro del rango óptimo para la tubería de 2,992 pulgadas. Véase la figura 2.47.

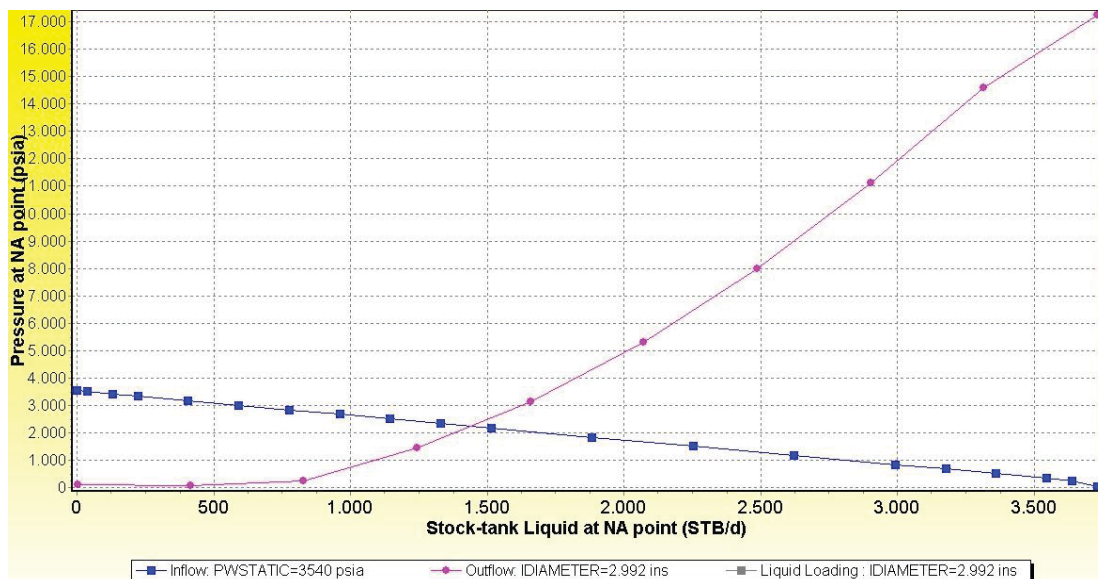


FIGURA 2. 47 ANÁLISIS NODAL POZO PALANDA 2, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Palanda 4

En el pozo Palanda 4 la producción fue de 635 BFPD y 292 BPPD @ Oct-2011; el Índice de productividad es de $J=0,265$ BFPD/PSI que es relativamente bajo. La producción muestra que el outflow se encuentra dentro del rango óptimo de producción para este pozo. Véase la figura 2.48.

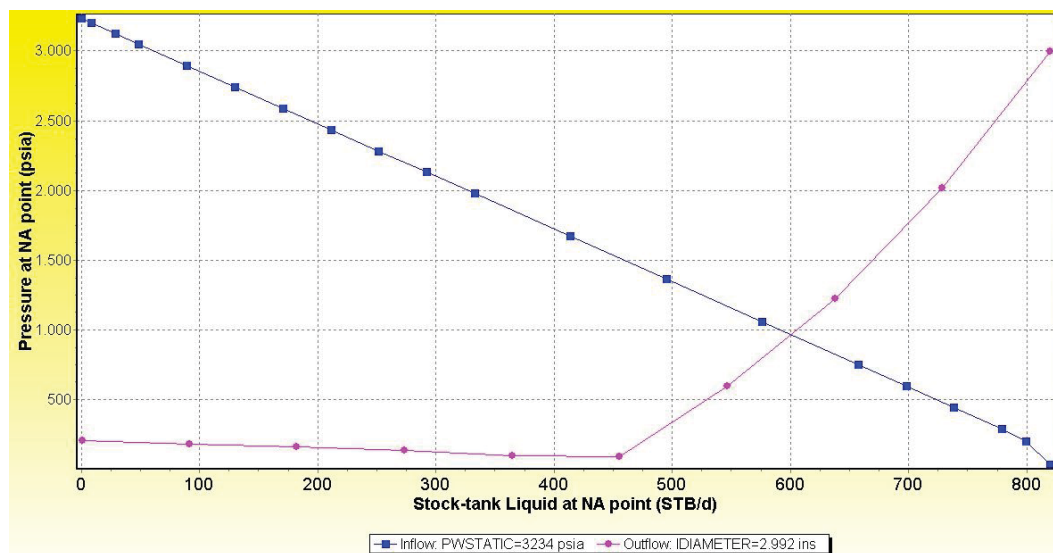


FIGURA 2. 48 ANÁLISIS NODAL POZO PALANDA 4, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Yuca Sur 1

En el pozo Yuca Sur 1 la producción para el mes de octubre del 2011 fue de 3600 BFPD y 180 BPPD; el Índice de productividad para este pozo es de 2,75 BFPD/PSI es decir es un valor relativamente alto. La producción muestra que el outflow se encuentra dentro del rango óptimo de producción. Véase la figura 2.49.

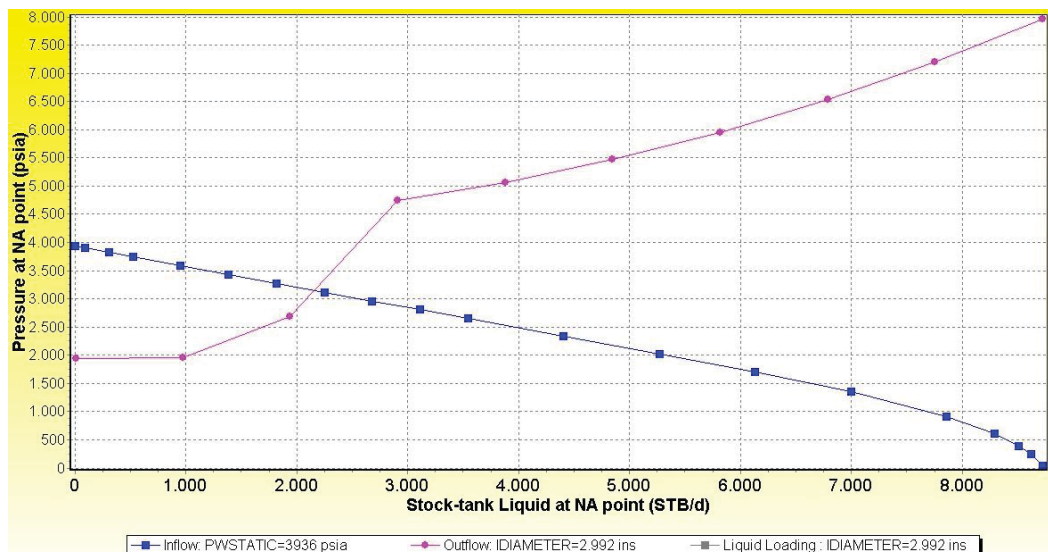


FIGURA 2. 49 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 1, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del Pozo Yuca Sur 4

En el pozo Yuca Sur la producción fue de 282 BPPD y 96 BFPD @ Oct-2011 4; Índice de Productividad es de $J=0,162$ BFPD/PSI, este valor es relativamente bajo. El outflow presenta un rango característico de deslizamiento de la fase líquida, debido a las bajas velocidades es decir por la baja producción, como resultado se esta cargando al pozo de líquido aumentando así la demanda de energía en fondo. Se recomienda un cambio de sistema de levantamiento artificial. Véase la figura 2.50.

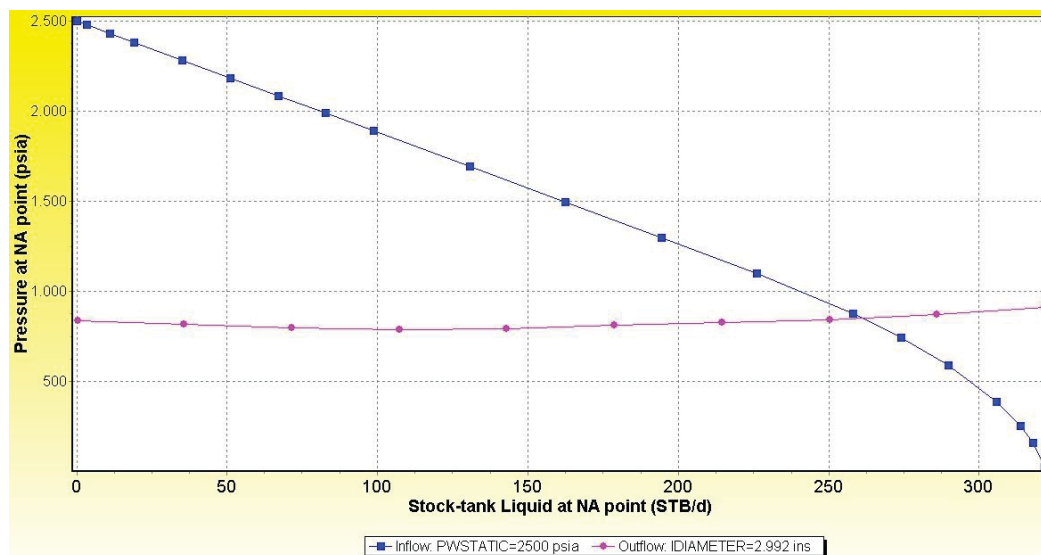


FIGURA 2. 50 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 4, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Yuca Sur 12

En el pozo Yuca Sur 12 la producción fue de 734 BFPD y 294 BPPD @ Oct-2011; el Índice de productividad es de $J=0,972$ BFPD. La producción se encuentra dentro del rango óptimo del outflow, es decir que en la tubería no se presenta deslizamiento de los fluidos ni tampoco fricción. Véase la figura 2.51.

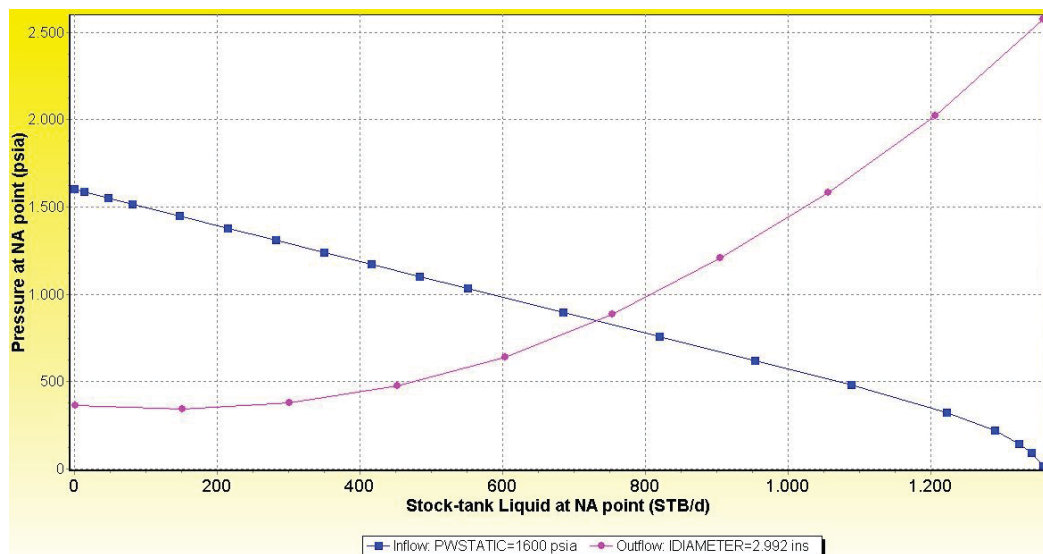


FIGURA 2. 51 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 12, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del pozo Yuca Sur 14

En el pozo Yuca Sur 14 la producción fue de 674 BFPD y 202 BPPD @ Oct-2011; el Índice de productividad para este pozo es de $J=0,745$ BFPD/PSI que es un valor relativamente bajo. Y el outflow se encuentra dentro del rango óptimo de producción. Véase la figura 2.52.

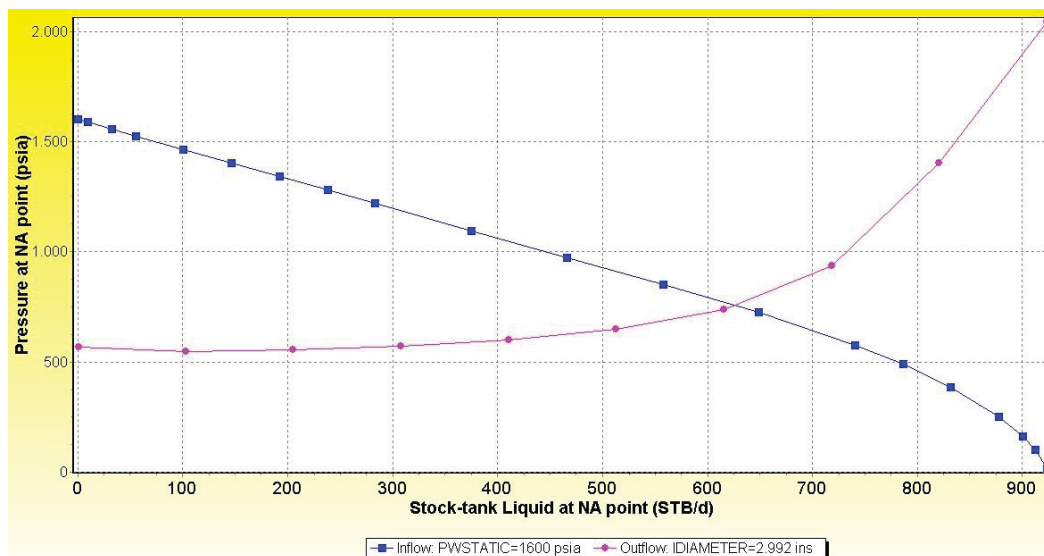


FIGURA 2. 52 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 14, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del Pozo Yuca Sur 19

En el pozo Yuca Sur 19 la producción fue de 536 BFPD y 332 BPPD en el mes de octubre del 2011; el índice de productividad es bajo, con un valor de $J=0,367$ BFPD/PSI. El outflow se encuentra dentro del rango de rango de deslizamiento de la fase líquida por bajas velocidades, es decir que aumenta la demanda de energía en el fondo del pozo. Se recomienda un cambio del sistema de levantamiento artificial para este pozo Véase la figura 2.53.

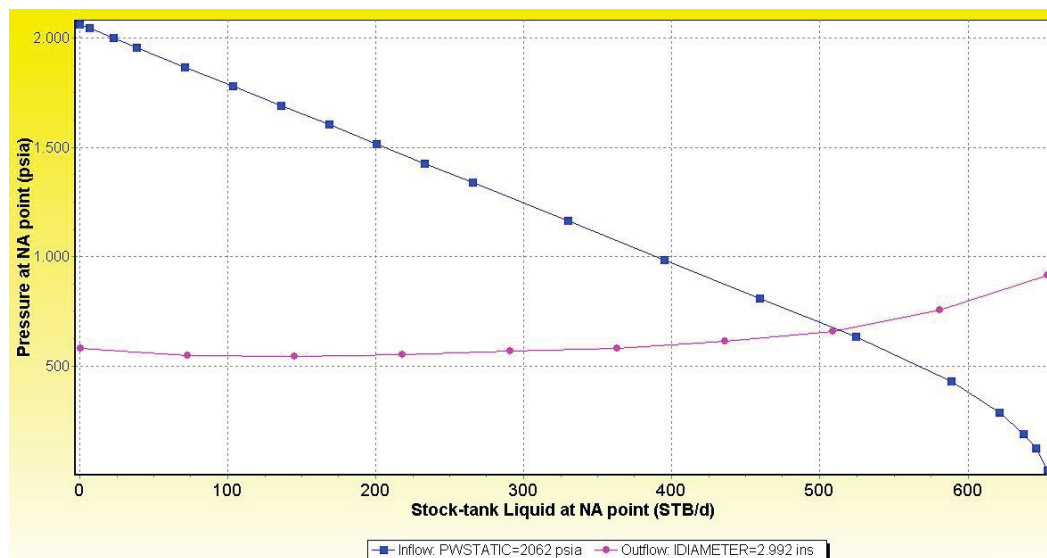


FIGURA 2. 53 ANÁLISIS NODAL POZO YUCA SUR 19, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

Resultados del Análisis Nodal del Pozo Primavera 1

En el pozo Primavera 1 la producción fue de 371 BFPD y 74 BPPD @ Oct 2011; el índice de productividad es de $J=0,272$ BFPD/PSI que es relativamente bajo. La curva de Demanda se encuentra dentro del rango característico para una producción óptima. Vease la figura 2.54.

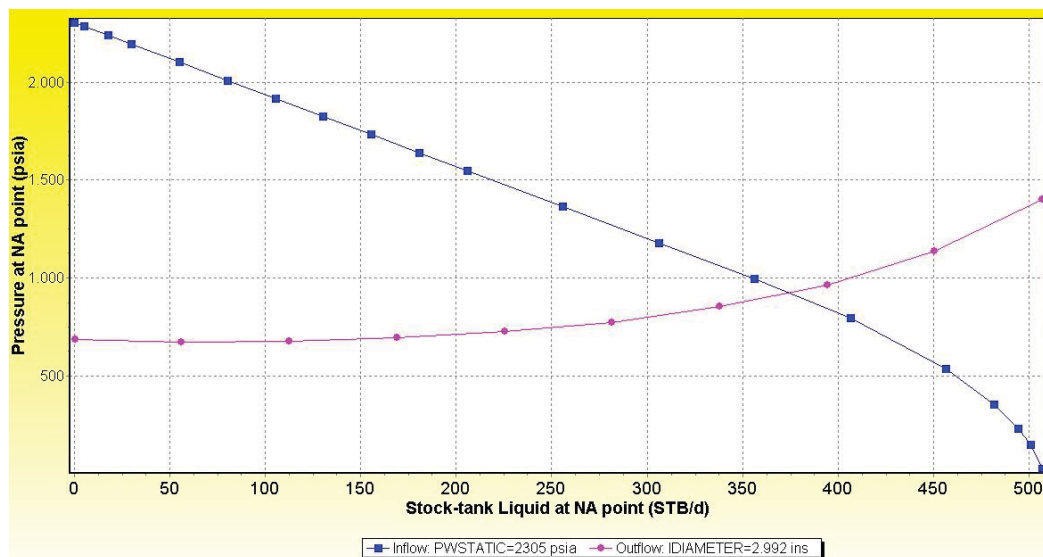


FIGURA 2. 54 ANÁLISIS NODAL POZO PRIMAVERA 1, VARIABLE OUTFLOW=ID TUBING
Elaborado por: Israel Jara Romero, Software Pipesim 2008.1 Demo

2.4.3.6. Determinación del punto de operación de los sistemas BES de los pozos seleccionados

En el presente numeral se realizó la evaluación del punto actual de las bombas eléctricas sumergibles, para llevar a cabo esta evaluación se construyó las curvas de comportamiento de las bombas eléctricas sumergibles a diferentes frecuencias y se ubico el punto de operación de las mismas. Para llevar a cabo este procedimiento se tomaron los valores de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 demo, posteriormente se procedió a calcular los valores para graficar las curvas de velocidad variable por medio de las leyes de la afinidad y finalmente se ubico el punto en el cual se encontraban trabajando las bombas eléctricas sumergibles en el mes de Octubre del 2011. Los cálculos

y los gráficos relajados en este numeral tienen por objetivo evaluar las condiciones a las que estaban trabajando dichos equipos.

Clasificación de las zonas de operación de las bombas eléctricas sumergibles.

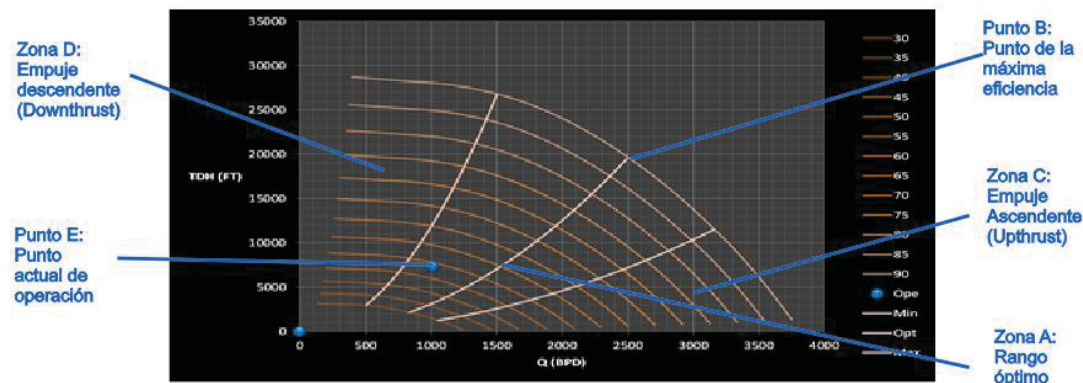


FIGURA 2. 55 ZONAS DE OPERACIÓN DE LAS BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES
Elaborado por: Israel Jara R.

En la figura 2.55:

Eje Vertical: Carga dinámica total (TDH)

Eje Horizontal: Barriles por día a condiciones de reservorio

Zona A: Rango óptimo de operación de la bomba: La zona óptima está delimitado por los puntos rojos de la curva, es la zona de acuerdo al fabricante que la bomba puede operar sin ningún problema y sin ningún empuje axial que afecte su comportamiento.

Punto B: Punto de Máxima eficiencia de la bomba: Es el pico de la más alta eficiencia de la bomba.

Zona C: Zona de empuje ascendente (Upthrust operation): Es la zona donde la bomba está levantando mayor fluido de la que fue diseñado y construido. Por ejemplo si fue diseñada para trabajar entre 2000 y 3500 barriles y trabaja la bomba levantando 42000 barriles de fluido por día.

Zona D: Zona de empuje descendente (Downthrust operation): Es la zona donde la bomba está levantando menos fluido del que fue diseñado y construido. Por ejemplo si la bomba fue diseñada para levantar entre 1500 y 3000 barriles de fluido por día y trabaja la bomba levantando 800 barriles de fluido por día.

Punto E: Punto actual de operación

A continuación se describe el procedimiento de cálculo mediante las leyes de la afinidad tomando como ejemplo el pozo Pindo 5 y posteriormente se presentan los resultados obtenidos para los demás pozos evaluados.

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P35 del pozo Pindo 5

Datos:

Pozo: Pindo 5

Bomba: P35

Frecuencia: 50 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 488 BFPD @ oct-2011

Etapas: 292 etapas

Qmin: 3200 BFPD y TDH=6786 ft

Qopt: 4300 BFPD y TDH= 5971 ft

Qmax: 5400 BFPD y TDH= 3467 ft

Finalmente los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en la figura 2.56 y en la tabla 2.30.

TABLA 2. 30 CAUDALES Y TDH'S A 60 HZ DE LA BOMBA FC4300 A 60 HZ; 292 ETAPAS; POZO PINDO 5

Centrilift-FC4300, Speed = 60,00 hz, Stages = 292

	Gasto (Flujo)	Carga	Eficiencia
	bbl/d	ft	%
1	750	7568,4	26,145
2	1500	7113,8	42,525
3	2250	6948,3	53,306
4	3000	6871,2	62,321
5	3440	6724,5	66,766
6	3880	6409,7	69,899
7	4320	5866,7	70,824
8	4760	5062,8	68,426
9	5200	4005,4	61,466
10	5466,7	3263,6	54,524
11	5733,3	2473,4	45,294
12	6000	1669,1	33,749

Fuente: Software pipesim 2008.1 Demo

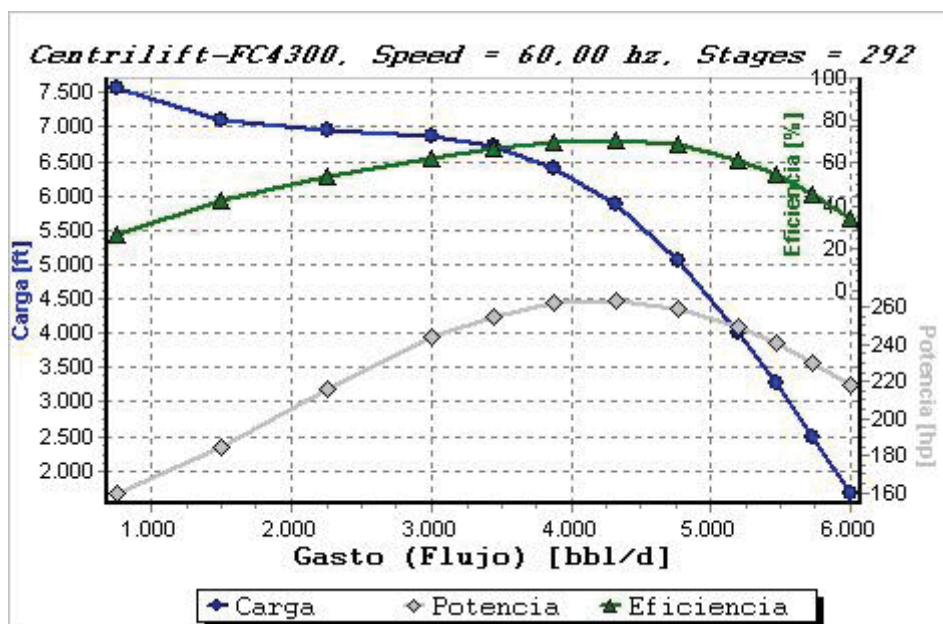


FIGURA 2. 56 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA FC4300 A 60 HZ; 292 ETAPAS; POZO PINDO 5

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

Por medio de las leyes de la afinidad se realizó el cálculo de los caudales y TDH's para varias frecuencias desde 30 hasta 90 hz, el procedimiento se describe a continuación:

Cálculo del caudal a la frecuencia deseada:

Para este cálculo se tomo los valores de caudal a 60 Hz de la tabla 2.46 y se procedio según el principio de las leyes de la afinidad así:

$$\begin{aligned}\text{Nuevo caudal} &= \frac{\text{Nueva Frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \times \text{Caudal a 60 Hz} \\ \text{Nuevo caudal} &= \frac{30 \text{ Hz}}{60 \text{ Hz}} \times 750 \text{ Bls} \\ \text{Nuevo caudal} &= 150 \text{ Bls @ 30 HZ}\end{aligned}$$

Cálculo del TDH a la frecuencia deseada:

De igual manera con los valores de TDH's obtenidos del software Pipesim 2008.1 de la tabla 2.46 se determinó los nuevos TDH's a las frecuencias deseadas igualmente como en el paso anterior se utilizó las ecuaciones de las Leyes de la afinidad:

$$\begin{aligned}\text{Nuevo TDH} &= \frac{\text{Nueva Frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \times \text{TDH a 60 Hz} \\ \text{Nuevo TDH} &= \frac{30 \text{ HZ}}{60 \text{ Hz}} \times 7568,4 \text{ Ft} \\ \text{Nuevo TDH} &= 3784,2 \text{ Ft @ 30 Hz}\end{aligned}$$

Cálculos de los caudales y los TDH'S para determinar las curvas que representan los rangos mínimos, óptimos y máximos de la bomba:

De igual forma para graficar estas curvas se deben aplicar las leyes de la afinidad:

Datos:

Qmin: 3200 BFPD y TDH=6786 ft

$$\text{Nuevo caudal mínimo} = \frac{\text{Nueva Frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \times \text{Caudal mínimo a 60 Hz}$$

$$\text{Nuevo caudal mínimo} = \frac{30 \text{ Hz}}{60 \text{ Hz}} \times 3200 \text{ BFPD}$$

$$\text{Nuevo caudal mínimo} = 1600 \text{ BFPD @ 30 Hz}$$

$$\text{Nuevo TDH mínimo} = \frac{\text{Nueva Frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \times \text{TDH mínimo a 60 Hz}$$

$$\text{Nuevo TDH mínimo} = \frac{30 \text{ Hz}}{60 \text{ Hz}} \times 6786 \text{ ft}$$

$$\text{Nuevo TDH mínimo} = 3393 \text{ ft @ 30 Hz}$$

La tabulación de los cálculos para las frecuencias deseadas que permitirán graficar la curva de velocidades variables de la bomba se realizó utilizando la hoja de cálculo de Microsoft Excel. Véase la Tabla 2.31

TABLA 2. 31 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P35 DEL POZO PINDO 5

60 hz		30 hz		35 hz		40 hz		45 hz		50 hz		55 hz		60 hz		65 hz		70 hz		75 hz		80 hz		85 hz		90 hz	
hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
750	7568	375	1892	438	2575	500	3364	563	4257	625	5295	688	6399	750	7568	813	8882	875	10301	938	11825	1000	13454	1063	15189	1125	17028
1500	7114	750	1779	875	2421	1000	3162	1125	4002	1250	4940	1375	5978	1500	7114	1625	8349	1750	9683	1875	11116	2000	12647	2125	14277	2250	16007
2250	6948	1125	1737	1313	2364	1500	3088	1688	3908	1875	4825	2063	5838	2250	6948	2438	8154	2625	9457	2813	10856	3000	12352	3188	13944	3375	15633
3000	6871	1500	1718	1750	2338	2000	3054	2250	3865	2500	4772	2750	5774	3000	6871	3250	8064	3500	9352	3750	10736	4000	12215	4250	13790	4500	15460
3440	6725	1720	1681	2007	2288	2293	2989	2580	3783	2867	4670	3153	5651	3440	6725	3727	7893	4013	9153	4300	10508	4587	11956	4873	13497	5160	15131
3880	6410	1940	1603	2263	2181	2587	2849	2910	3606	3233	4451	3557	5386	3880	6410	4203	7523	4527	8725	4850	10016	5173	11396	5497	12865	5820	14423
4320	5867	2160	1467	2520	1990	2880	2608	3240	3300	3600	4074	3960	4930	4320	5867	4680	6886	5040	7986	5400	9167	5760	10430	6120	11775	6480	13201
4760	5063	2380	1266	2777	1723	3173	2250	3570	2848	3967	3516	4363	4254	4760	5063	5157	5942	5553	6891	5950	7911	6347	9001	6743	10161	7140	11392
5200	4005	2600	1001	3033	1363	3467	1780	3900	2253	4333	2781	4767	3365	5200	4005	5633	4700	6067	5451	6500	6258	6933	7120	7367	8038	7800	9011
5467	3264	2734	816	3189	1111	3545	1451	4100	1836	4556	2267	5011	2743	5467	3264	5923	3531	6378	4443	6834	5100	7289	5803	7745	8551	8201	7344
5733	2473	2867	618	3344	842	3822	1099	4300	1391	4778	1717	5255	2078	5733	2473	6211	2902	6689	3366	7166	3864	7644	4396	8122	4963	8600	5564
6000	1669	3000	417	3500	568	4000	742	4500	939	5000	1159	5500	1402	6000	1669	6500	1959	7000	2272	7500	2608	8000	2967	8500	3350	9000	3755
3200	6786	1600	1697	1867	2309	2133	3016	2400	3817	2667	4713	2933	5702	3200	6786	3467	7964	3733	9237	4000	10603	4267	12064	4533	13619	4800	15269
4300	5971	2150	1493	2508	2032	2867	2654	3225	3359	3583	4147	3942	5017	4300	5971	4658	7008	5017	8127	5375	9330	5733	10615	6092	11983	6450	13435
5400	3467	2700	867	3150	1180	3600	1541	4050	1950	4500	2408	4950	2913	5400	3467	5850	4069	6300	4719	6750	5417	7200	8164	7650	8958	8100	7801
50 hz																											
488	5301	Ope																									

Elaborado por: Israel Jara R.

Finalmente se procedio a graficar los valores de la tabla para cada frecuencia y adicionalmente se ubico en el gráfico un punto que representa los valores de 488 BFPD y 50 Hz que corresponde a la producción en el mes de octubre del 2011 para el pozo Pindo 5. Véase la figura 2.57

Análisis de la Curva de Velocidad Varibale de la Bomba P35 del pozo Pindo 5

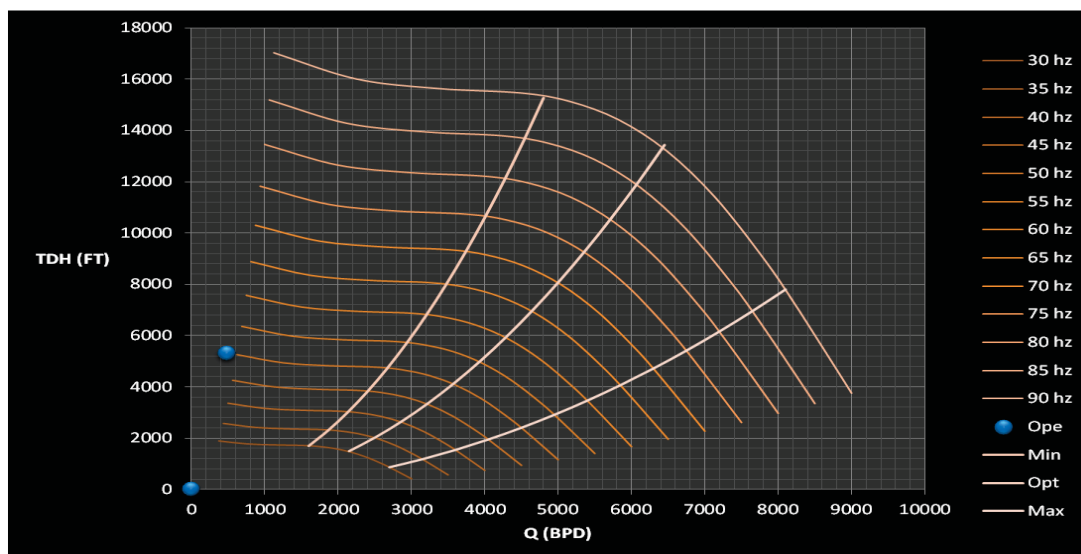


FIGURA 2. 57 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 5; P35; 292 ETAPAS
Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P35 del pozo Pindo 5, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 488 BFPD @ 50 hz, este punto se ubica en la zona de empuje descendente (Downthrust operation), es decir que la bomba esta levantando mucho menos fluido para el cual fue diseñado, las consecuencias de este estado es que se produce un empuje axial de la bomba, lo que genera desgaste y puede llegarse a la destrucción de las etapas de la misma. Se recomienda para este pozo el cambio de sistemas de levantamiento artificial. Véase la figura 2.57

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P47 del pozo Pindo 6

Datos:

Pozo: Pindo 6

Bomba: P47

Frecuencia: 58 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 1850 BFPD @ oct-2011

Etapas: 166 etapas

Qmin: 3000 BFPD y TDH=7315 ft

Qopt: 4800 BFPD y TDH= 5007 ft

Qmax: 5900 BFPD y TDH= 2880 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P47 del pozo Pindo 6, tabla 2.32

TABLA 2. 32 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P47 DEL POZO PINDO 6

60		30		35		40		45		50		55		60		65		70		75		80		85		90	
hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
637.5	8990	318.8	2248	371.88	3059	425	3995.6	478.1	5056.9	531.3	6243.1	584.38	7554.1	637.5	8990	690.63	10551	743.8	12236.4	796.88	14046.9	850	15982.2	903.1	18042	956.25	20227.5
1275	8570	637.5	2143	743.75	2916	850	3808.9	956.3	4820.6	1063	5951.4	1168.8	7201.2	1275	8570	1381.3	10058	1488	11664.7	1593.8	13390.6	1700	15235.6	1806	17200	1912.5	19282.5
1912.5	8174	956.3	2044	1115.6	2781	1275	3632.9	1434	4597.9	1594	5676.4	1753.1	6868.4	1912.5	8174	2071.9	9593.1	2231	11125.7	2390.6	12771.9	2550	14531.6	2709	16405	2868.75	18391.5
2550	7721	1275	1930	1487.5	2627	1700	3431.6	1913	4343.1	2125	5361.8	2337.5	6487.8	2550	7721	2762.5	9061.5	2975	10509.1	3187.5	12064.1	3400	13726.2	3613	15496	3825	17372.3
3180	7163	1590	1791	1855	2437	2120	3183.6	2385	4029.2	2650	4974.3	2915	6018.9	3180	7163	3445	8406.37	3710	9749.84	3975	11192.2	4240	12734.2	4505	14376	4770	16116.8
3810	6462	1905	1616	2222.5	2199	2540	2872	2858	3634.9	3175	4467.5	3492.5	5429.9	3810	6462	4127.5	7583.9	4445	8795.5	4782.5	10096.9	5080	11488	5398	12969	5715	14530.5
4440	5600	2220	1400	2590	1906	2960	2488.9	3330	3150	3700	3888.9	4070	4705.6	4440	5600	4810	6572.2	5180	7622.22	5550	8750	5920	9955.56	6290	11239	6660	12600
5070	4571	2535	1143	2957.5	1555	3380	2031.6	3803	2571.2	4225	3174.3	4647.5	3840.9	5070	4571	5492.5	5364.6	5915	6221.64	6337.5	7142.19	6780	8126.22	7183	9174	7605	10284.8
5700	3376	2850	844	3325	1149	3800	1500.4	4275	1899	4750	2344.4	5225	2836.8	5700	3376	6175	3962.1	6650	4595.11	7125	5275	7600	6001.78	8075	6775	8550	7596
6080	2576	3040	644	3546.7	876.6	4053.3	1144.9	4560	1449	5067	1788.9	5573.3	2164.6	6080	2576	6586.7	3023.2	7093	3506.22	7600	4025	8106.7	4579.56	5613	5170	6120	5796
6460	1718	3230	430	3768.3	584.6	4306.7	763.56	4845	966.38	5363	1193.1	5921.7	1443.6	6460	1718	6998.3	2016.3	7537	2338.39	8075	2694.38	8613.3	3054.22	9152	3448	9690	3865.5
6840	799	3420	200	3990	271.9	4560	355.11	5130	449.44	5700	354.86	6270	671.36	6840	799	7410	937.72	7880	1087.53	8550	1249.44	9120	1420.44	9690	1904	10290	1797.75
3000	7315	1500	1829	1750	2489	2000	3251.1	2250	4114.7	2500	5079.9	2750	6146.6	3000	7315	3250	8585	3500	9956.53	3750	11429.7	4000	13004.4	4250	14681	4500	16458.8
4800	5007	2400	1252	2800	1704	3200	2225.3	3600	2816.4	4000	3477.1	4400	4207.3	4800	5007	5200	5876.3	5600	6815.08	6000	7823.44	6400	8901.33	6800	10048	7200	11265.8
5900	2880	2950	720	3441.7	980	3933.3	1280	4425	1620	4917	2000	5408.3	2420	5900	2880	6391.7	3380	6883	3920	7375	4500	7866.7	5120	8358	5780	6850	6480
58																											
1850	7639	Ope																									

Elaborado por: Israel Jara R.

Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba P47 del pozo Pindo 6

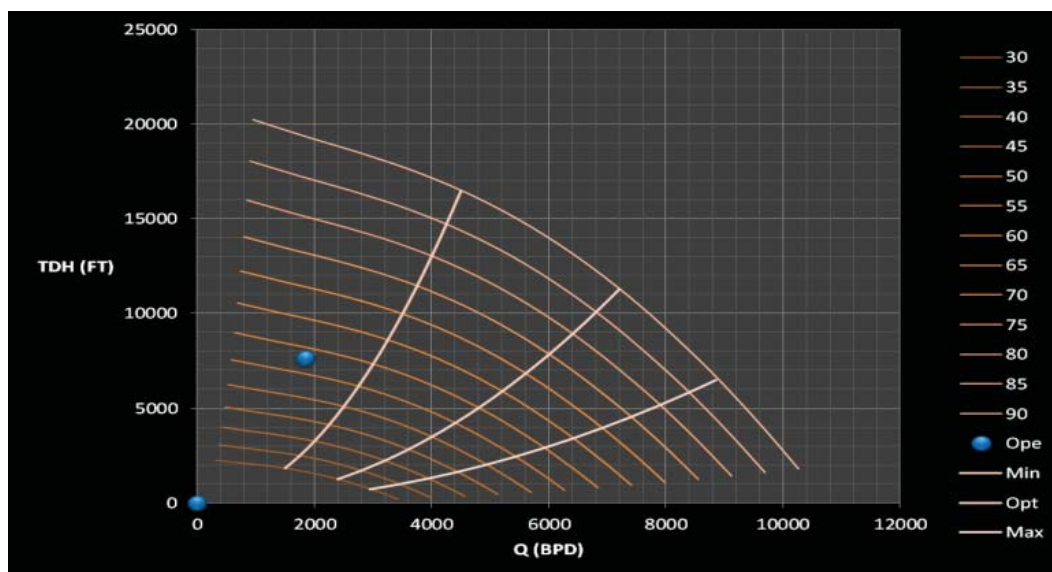


FIGURA 2. 58 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 6; P47; 166 ETAPAS
Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P47 del pozo Pindo 6, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 1850 BFPD @ 58 hz, se ubica en la zona de empuje descendente (Downthrust operation), es decir que la bomba esta levantando mucho menos fluido para el cual fue diseñado, las consecuencias de este estado es que se produce un empuje axial de la bomba, lo que genera desgaste y puede llegarse a la destrucción de las etapas de la misma. Se recomienda el cambio de sistema de levantamiento artificial. Véase la figura 2.58.

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P47 del pozo Pindo 7

Datos:

Pozo: Pindo 7

Bomba: P47

Frecuencia: 57 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 2939 BFPD @ oct-2011

Etapas: 166 etapas

Qmin: 3000 BFPD y TDH=7335 ft

Qopt: 4800 BFPD y TDH= 5007 ft

Qmax: 5900 BFPD y TDH= 2880 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P47 del pozo Pindo 7, tabla 2.33

TABLA 2. 33 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P47 DEL POZO PINDO 7

60		30		35		40		45		50		55		60		65		70		75		80		85		90	
hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
637.5	8989.8	318.8	2247	371.88	3059	425	3995.5	478.1	5056.8	531.3	6242.9	584.38	7553.9	637.5	8989.8	690.63	10551	743.8	12236.1	796.88	14046.6	850	15981.9	903.1	18042	956.25	20227.1
1275	8570.2	637.5	2143	743.75	2916	850	3809	956.3	4820.7	1063	5951.5	1168.8	7201.3	1275	8570.2	1381.3	10058	1488	11665	1593.8	13390.9	1700	15235.9	1806	17200	1912.5	19283
1912.5	8174.4	956.3	2044	1115.6	2782	1275	3033.1	1434	4598.1	1594	5676.7	1753.1	6868.8	1912.5	8174.4	2071.9	9593.6	2231	11126.3	2390.6	12772.5	2550	14532.3	2709	16406	2868.75	18392.4
2550	7721.3	1275	1930	1487.5	2627	1700	3431.7	1913	4343.2	2125	5362	2337.5	6488	2550	7721.3	2762.5	9061.8	2975	10509.5	3187.5	12064.5	3400	13726.8	3613	15496	3825	17372.9
3180	7163	1590	1791	1855	2437	2120	3183.6	2365	4029.2	2650	4974.3	2915	6019.9	3180	7163	3445	9406.6	3710	9749.64	3975	11192.2	4240	12734.2	4505	14376	4770	16116.8
3810	6461.6	1905	1615	2222.5	2199	2540	2871.8	2858	3634.7	3175	4487.2	3492.5	5429.5	3810	6461.6	4127.5	7583.4	4445	8794.98	4762.5	10096.3	5080	11487.5	5398	12968	5715	14538.6
4440	5599.7	2220	1400	2590	1905	2960	2488.6	3330	3149.8	3700	3888.7	4070	4705.3	4440	5599.7	4810	6571.9	5180	7621.81	5550	8749.53	5920	9955.02	6290	11238	6660	12599.3
5070	4571.1	2535	1143	2957.5	1555	3380	2031.6	3803	2571.2	4225	3174.4	4647.5	3841	5070	4571.1	5492.5	5364.7	5915	6221.78	6337.5	7142.34	6760	8126.4	7183	9174	7605	10285
5700	3376.3	2850	844	3325	1149	3800	1500.6	4275	1899.2	4750	2344.7	5225	2837	5700	3376.3	6175	3962.5	6650	4595.52	7125	5275.47	7600	6002.31	8075	6776	8550	7596.68
6080	2576.4	3040	644	3546.7	876.7	4053.3	1145.1	4560	1449.2	5067	1789.2	5573.3	2164.9	6080	2576.4	6586.7	3023.7	7093	3506.77	7600	4025.63	8106.7	4580.27	8613	5171	9120	5796.9
6460	1717.8	3230	429	3768.3	584.5	4306.7	763.38	4845	966.15	5383	1192.8	5921.7	1443.3	6460	1717.8	6996.3	2015.8	7537	2337.84	8075	2683.75	8613.3	3053.51	9152	3447	9690	3864.6
6840	799.37	3420	200	3990	272	4580	355.28	5130	449.65	5700	355.12	6270	671.69	6840	799.37	7410	936.15	7980	1088.03	8550	1249.02	9120	1421.1	9690	1694	10280	1786.58
3000	7335	1500	1834	1750	2496	2000	3260	2250	4125.9	2500	5093.8	2750	6163.4	3000	7335	3250	8608.4	3500	9983.75	3750	11460.9	4000	13040	4250	14721	4500	16503.8
4800	5007	2400	1252	2800	1704	3200	2225.3	3600	2816.4	4000	3477.1	4400	4207.3	4800	5007	5200	5876.3	5600	6815.08	6000	7823.44	6400	8901.33	6800	10048	7200	11265.8
5900	2880	2950	720	3441.7	980	3933.3	1280	4425	1620	4917	2000	5408.3	2420	5900	2880	6391.7	3380	6883	3920	7375	4500	7866.7	5120	8358	5780	6850	6480
57																											
2939	6561	Ope																									

Elaborado por: Israel Jara R.

Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba P47 del pozo Pindo 7

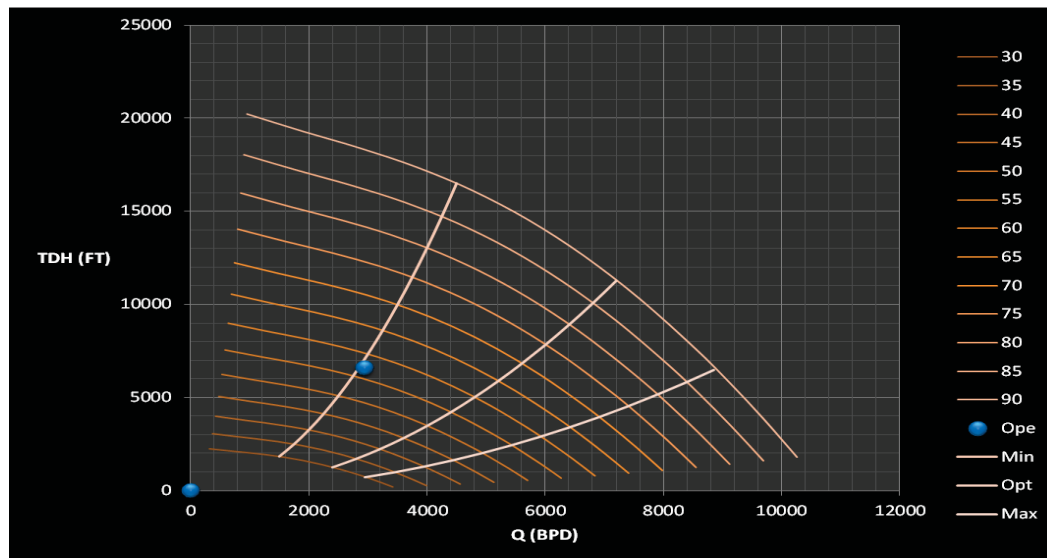


FIGURA 2. 59 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 7; P47; 166 ETAPAS
Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P47 del pozo Pindo 7, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 2939 BFPD @ 57 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación, es decir es la zona en la que la bomba trabaja sin problemas y sin ningún empuje axial. Véase la figura 2.59.

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P47 del pozo Pindo 9

Datos:

Pozo: Pindo 9

Bomba: FC1200

Frecuencia: 49 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 1014 BFPD @ oct-2011

Etapas: 452 etapas

Qmin: 1000 BFPD y TDH=11877 ft

Qopt: 1660 BFPD y TDH= 8653 ft

Qmax: 2100 BFPD y TDH= 5093 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P47 del pozo Pindo 9, tabla 2.34

TABLA 2. 34 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA FC1200 DEL POZO PINDO 9

60		30		35		40		45		50		55		60		65		70		75		80		85		90	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
263	12751	131.5	3188	153.42	4339	175.33	5667.1	197.3	7172.4	219.2	8854.9	241.08	10714	263	12751	284.92	14965	306.8	17355.5	328.75	19923.4	350.67	22668.4	372.6	25591	394.5	28689.8
525	12563	262.5	3141	306.25	4275	350	5583.6	393.8	7066.7	437.5	8724.3	481.25	10556	525	12563	568.75	14744	612.5	17099.6	656.25	19629.7	700	22334.2	743.8	25213	787.5	28266.8
788	12334	394	3084	459.67	4197	525.33	5481.8	591	6937.9	656.7	8565.3	722.33	10364	788	12334	853.67	14475	910.3	16787.9	985	19271.9	1050.7	21927.1	1116	24754	1182	27751.5
1050	11776	525	2944	612.5	4007	700	5233.8	787.5	6624	875	8177.8	962.5	9895.1	1050	11776	1137.5	13820	1225	16028.4	1312.5	18400	1400	20935.1	1488	23634	1575	26496
1270	10973	635	2743	740.83	3734	846.67	4876.9	952.5	6172.3	1058	7620.1	1164.2	9220.4	1270	10973	1375.8	12878	1482	14935.5	1587.5	17145.3	1693.3	19507.6	1799	22022	1905	24689.3
1490	9853	745	2463	859.17	3353	993.33	4379.1	1118	5542.3	1242	6842.4	1365.8	8279.3	1490	9853	1614.2	11594	1738	13411	1862.5	15395.3	1986.7	17516.4	2111	19774	2235	22169.3
1710	8434	855	2109	997.5	2870	1140	3748.4	1283	4744.1	1425	5856.9	1567.5	7089.9	1710	8434	1852.5	9898.2	1995	11479.6	2137.5	13178.1	2280	14993.8	2423	18927	2565	18976.5
1930	6727	965	1682	1125.8	2289	1286.7	2989.8	1448	3783.3	1608	4671.5	1769.2	5652.5	1930	6727	2090.8	7894.9	2252	9156.19	2412.5	10510.9	2573.3	11959.1	2734	13501	2895	15135.8
2150	4705	1075	1176	1254.2	1601	1433.3	2091.1	1613	2646.6	1792	3267.4	1970.8	3953.5	2150	4705	2329.2	5521.8	2508	6404.03	2687.5	7351.56	2866.7	8364.44	3046	9443	3225	10586.3
2267	3479	1134	870	1322.4	1184	1511.3	1546.2	1700	1956.9	1889	2416	2078.1	2923.3	2267	3479	2455.9	4083	2645	4735.31	2833.8	5435.94	3022.7	6184.89	3212	6982	3400.5	7827.75
2383	2119	1192	530	1390.1	721	1588.7	941.78	1787	1191.9	1986	1471.5	2184.4	1780.5	2383	2119	2581.6	2486.9	2780	2884.19	2978.8	3310.94	3177.3	3767.11	3376	4253	3574.5	4767.75
2500	593	1250	148	1458.3	201.8	1666.7	263.56	1875	333.56	2083	411.81	2291.7	488.28	2500	593	2708.3	695.95	2917	807.139	3125	926.563	3333.3	1054.22	3542	1190	3750	1334.25
1000	11877	500	2969	583.33	4041	666.67	5278.7	750	6680.8	833.3	8347.9	916.67	9980	1000	11877	1083.3	13939	1167	16165.9	1250	18557.8	1333.3	21114.7	1417	23636	1500	26723.3
1660	8653	830	2163	989.33	2944	1106.7	3945.8	1245	4867.3	1383	6009	1521.7	7270.9	1660	8653	1798.3	10195	1807	11777.7	2075	13520.3	2213.3	15363.1	2352	17366	2490	19469.3
2100	5093	1050	1273	1225	1733	1400	2263.6	1575	2864.8	1750	3536.8	1925	4279.5	2100	5093	2275	5977.2	2450	6932.14	2625	7957.81	2800	9054.22	2975	10221	3150	11459.3

Elaborado por: Israel Jara R.

Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba FC1200 del pozo Pindo 9

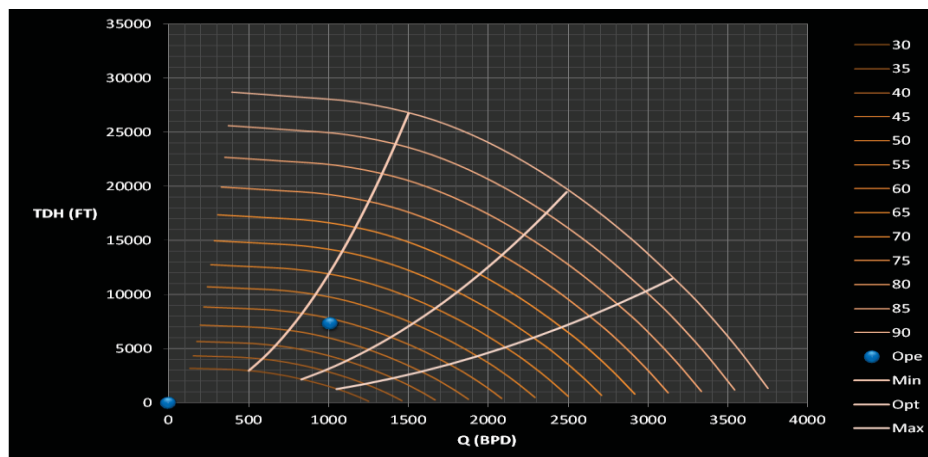


FIGURA 2. 60 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 9; FC1200; 452 ETAPAS

Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba FC1200 del pozo Pindo 9, indica que el punto actual de operación de la bomba es de

1014 BFPD @ 49 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación, es decir es la zona en la que la bomba trabaja sin problemas y sin ningún empuje axial. Véase la figura 2.60.

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P47 del pozo Pindo 11

Datos:

Pozo: Pindo 11

Bomba: P21

Frecuencia: 58 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 1980 BFPD @ oct-2011

Etapas: 172 etapas

Qmin: 1200 BFPD y TDH=9581 ft

Qopt: 2200 BFPD y TDH= 8135 ft

Qmax: 2850 BFPD y TDH= 6233 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P47 del pozo Pindo 11, tabla 2.35

TABLA 2. 35 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA GC2200 DEL POZO PINDO 11

60 hz	30 hz	35 hz	40 hz	45 hz	50 hz	55 hz	60 hz	65 hz	70 hz	75 hz	80 hz	85 hz	90 hz
hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
375	9810	188	2453	219	3338	250	4380	281	5518	313	6813	344	8243
750	9783	375	2446	438	3329	500	4348	563	5503	625	6794	688	8220
1125	9638	563	2410	656	3280	750	4284	844	5421	938	6693	1031	8099
1500	9298	750	2325	875	3164	1000	4132	1125	5230	1250	6457	1375	7813
1800	8891	900	2223	1050	3025	1200	3952	1350	5001	1500	6174	1650	7471
2100	8375	1050	2094	1225	2850	1400	3722	1575	4711	1750	5816	1925	7037
2400	7730	1200	1933	1400	2630	1600	3436	1800	4348	2000	5388	2200	6495
2700	6877	1350	1719	1575	2340	1800	3056	2025	3868	2250	4776	2475	5779
3000	5650	1500	1413	1750	1923	2000	2511	2250	3178	2500	3924	2750	4748
3133	4916	1567	1229	1828	1673	2089	2185	2350	2765	2611	3414	2872	4131
3267	4020	1634	1005	1906	1368	2178	1787	2450	2261	2723	2792	2995	3378
3400	2923	1700	731	1983	995	2267	1299	2550	1644	2833	2030	3117	2456
1200	9581	600	2395	700	3260	800	4258	900	5389	1000	6653	1100	8051
2200	8135	1100	2034	1283	2768	1467	3616	1650	4576	1833	5649	2017	6836
2850	6233	1425	1558	1663	2121	1900	2770	2130	3506	2375	4328	2613	5237
1980	7886	Op											

Elaborado por: Israel Jara R.

**Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba P21 del pozo
Pindo 11**

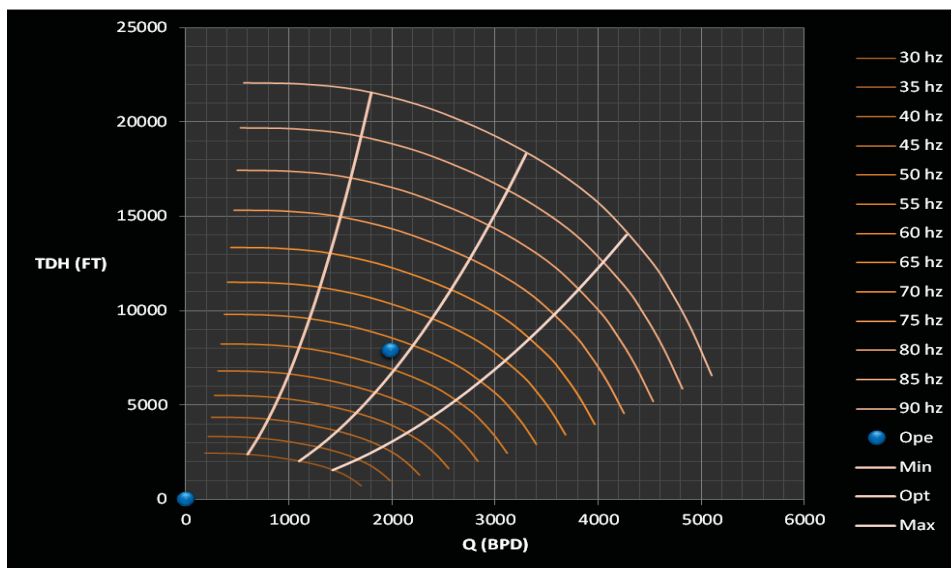


FIGURA 2. 61 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 11; P21; 172 ETAPAS
Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P21 del pozo Pindo 11, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 1980 BFPD @ 58 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación. Véase la figura 2.61.

**Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba GC2200
del pozo Pindo 13**

Datos:

Pozo: Pindo 13

Bomba: GC2200

Frecuencia: 52 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 1132 BFPD @ oct-2011

Etapas: 202 etapas

Qmin: 1500 BFPD y TDH=10948 ft

Qopt: 2200 BFPD y TDH= 9554 ft

Qmax: 3000 BFPD y TDH= 6650 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P47 del pozo Pindo 13, tabla 2.36

TABLA 2. 36 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA GC2200 DEL POZO PINDO 13

60 hz		30 hz		35 hz		40 hz		45 hz		50 hz		55 hz		60 hz		65 hz		70 hz		75 hz		80 hz		85 hz		90 hz	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
375	11521	188	2880	219	3920	250	5120	281	6481	313	8001	344	9681	375	11521	406	13521	438	15681	469	18002	500	20482	531	23122	563	25922
750	11489	375	2872	438	3909	500	5106	563	6463	625	7978	688	9654	750	11489	813	13484	875	15638	938	17952	1000	20425	1063	23058	1125	25850
1125	11320	563	2830	656	3852	750	5031	844	6368	938	7861	1031	9512	1125	11320	1219	13285	1313	15408	1406	17688	1500	20124	1594	22719	1688	25470
1500	10920	750	2730	875	3716	1000	4853	1125	6143	1250	7583	1375	9176	1500	10920	1625	12816	1750	14863	1875	17063	2000	19413	2125	21916	2250	24570
1800	10442	900	2611	1050	3553	1200	4641	1350	5874	1500	7251	1650	8774	1800	10442	1950	12235	2100	14213	2250	16316	2400	18564	2550	20857	2700	23486
2100	9836	1050	2459	1225	3347	1400	4372	1575	5533	1750	6831	1925	8265	2100	9836	2275	11544	2450	13388	2625	15369	2800	17486	2975	19740	3150	22131
2400	9078	1200	2270	1400	3089	1600	4035	1800	5106	2000	6304	2200	7628	2400	9078	2600	10654	2800	12356	3000	14184	3200	16139	3400	18219	3600	20426
2700	8076	1350	2019	1575	2748	1800	3589	2025	4543	2250	5608	2475	6786	2700	8076	2925	9478	3150	10992	3375	12819	3600	14357	3825	16208	4050	18171
3000	6636	1500	1659	1750	2258	2000	2949	2250	3733	2500	4608	2750	5576	3000	6636	3250	7788	3500	9032	3750	10369	4000	11797	4250	13318	4500	14931
3133	5774	1567	1444	1828	1965	2089	2566	2350	3248	2611	4010	2872	4852	3133	5774	3394	6776	3655	7859	3916	9022	4177	10265	4438	11588	4700	12992
3267	4722	1634	1181	1906	1607	2178	2099	2450	2656	2723	3279	2995	3968	3267	4722	3539	5542	3812	6427	4084	7378	4356	8395	4628	9477	4901	10625
3400	3433	1700	858	1983	1168	2267	1526	2550	1931	2833	2384	3117	2885	3400	3433	3883	4029	3967	4673	4250	5354	4533	6103	4817	6890	5100	7724
1500	10948	750	2737	875	3725	1000	4886	1125	6158	1250	7603	1375	9199	1500	10948	1625	12849	1750	14901	1875	17106	2000	19463	2125	21972	2250	24633
2200	9554	1100	2389	1283	3251	1467	4246	1650	5374	1833	6635	2017	8028	2200	9554	2383	11213	2567	13004	2750	14928	2933	16985	3117	19174	3300	21497
3000	6650	1500	1663	1750	2263	2000	2956	2250	3741	2500	4618	2750	5588	3000	6650	3250	7805	3500	9051	3750	10391	4000	11822	4250	13346	4500	14963

Elaborado por: Israel Jara R.

Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba GC2200 del pozo Pindo 13

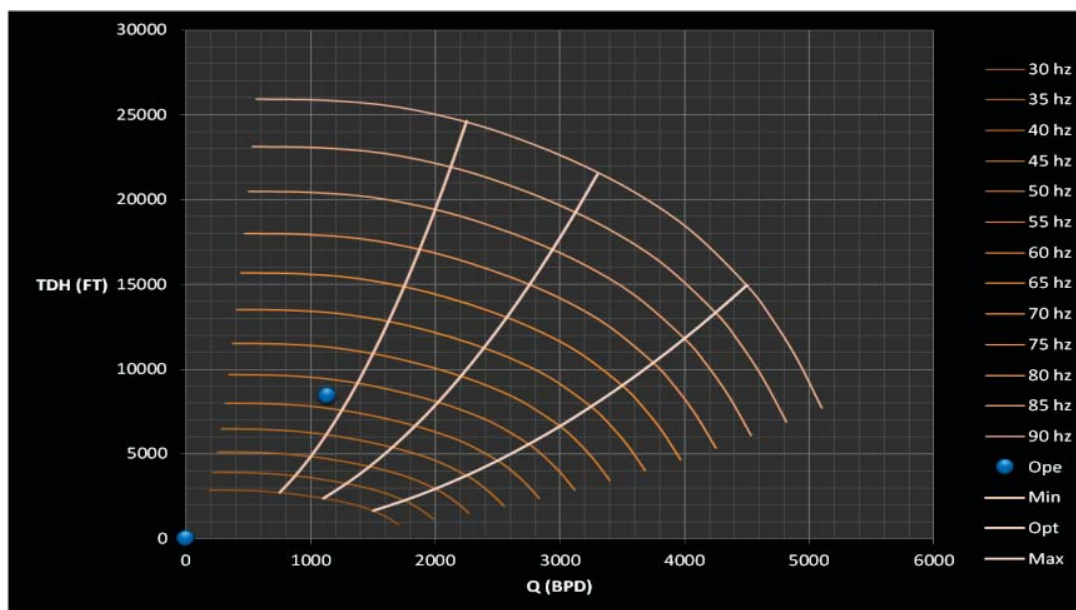


FIGURA 2. 62 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 13; GC2200; 202 ETAPAS

Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba GC2200 del pozo Pindo 13, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 1132 BFPD @ 52 Hz, este punto se ubica en la zona de empuje descendente (Downthrust operation), es decir que la bomba esta levantando menos fluido para el cual fue diseñado, las consecuencias de este estado es que se produce un empuje axial de la bomba, lo que genera desgaste de los equipos y reduce su vida útil. Se recomienda el cambio de sistema de levantamiento artificial. Véase la figura 2.62.

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P35 del pozo Pindo 14

Datos:

Pozo: Pindo 14

Bomba: P35

Frecuencia: 65 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 3326 BFPD @ oct-2011

Etapas: 212 etapas

Qmin: 2500 BFPD y TDH=6750 ft

Qopt: 3500 BFPD y TDH= 5592 ft

Qmax: 4500 BFPD y TDH= 3256 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P47 del pozo Pindo 14, tabla 2.37

TABLA 2. 37 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P35 DEL POZO PINDO 14

60	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
500	8491	250	2123	291.67	2889	333.33	3773.8	375	4776.2	416.7	5896.5	458.33	7134.8
1000	8192	500	2048	583.33	2788	666.67	3840.9	750	4608	833.3	5688.9	916.67	6883.6
1500	7707	750	1927	875	2623	1000	3425.3	1125	4335.2	1250	5352.1	1375	6476
2000	7233	1000	1808	1166.7	2461	1333.3	3214.7	1500	4068.6	1667	5022.9	1833.3	6077.7
2500	6794	1250	1699	1458.3	2312	1666.7	3019.6	1875	3821.6	2083	4718.1	2291.7	5708.8
3000	6298	1500	1575	1750	2143	2000	2799.1	2250	3542.6	2500	4373.6	2750	5292.1
3500	5600	1750	1400	2041.7	1906	2333.3	2488.9	2625	3150	2917	3888.9	3208.3	4705.6
4000	4599	2000	1140	2333.3	1551	2666.7	2026.2	3000	2964.4	3333	3166	3666.7	3630.8
4500	3102	2250	776	2625	1056	3000	1378.7	3375	1744.9	3750	2154.2	4125	2606.5
4700	2408	2350	602	2741.7	819.4	3133.3	1070.2	3525	1354.5	3917	1672.2	4308.3	2023.4
4900	1665	2450	416	2858.3	566.6	3266.7	740	3675	936.56	4083	1156.3	4491.7	1399.1
5100	888	2550	222	2975	302.2	3400	394.67	3825	499.5	4250	616.67	4675	746.17
2500	6750	1250	1688	1458.3	2297	1666.7	3000	1875	3796.9	2083	4687.5	2291.7	5671.9
3500	5592	1750	1398	2041.7	1903	2333.3	2485.3	2625	3145.5	2917	3883.3	3208.3	4698.8
4500	3256	2250	814	2625	1108	3000	1447.1	3375	1831.5	3750	2261.1	4125	2735.9
4500	3256	2250	814	2625	1108	3000	1447.1	3375	1831.5	3750	2261.1	4125	2735.9

Elaborado por: Israel Jara R.

Análisis de la Curva de Velocidad Varibale de la Bomba P35 del pozo Pindo 14

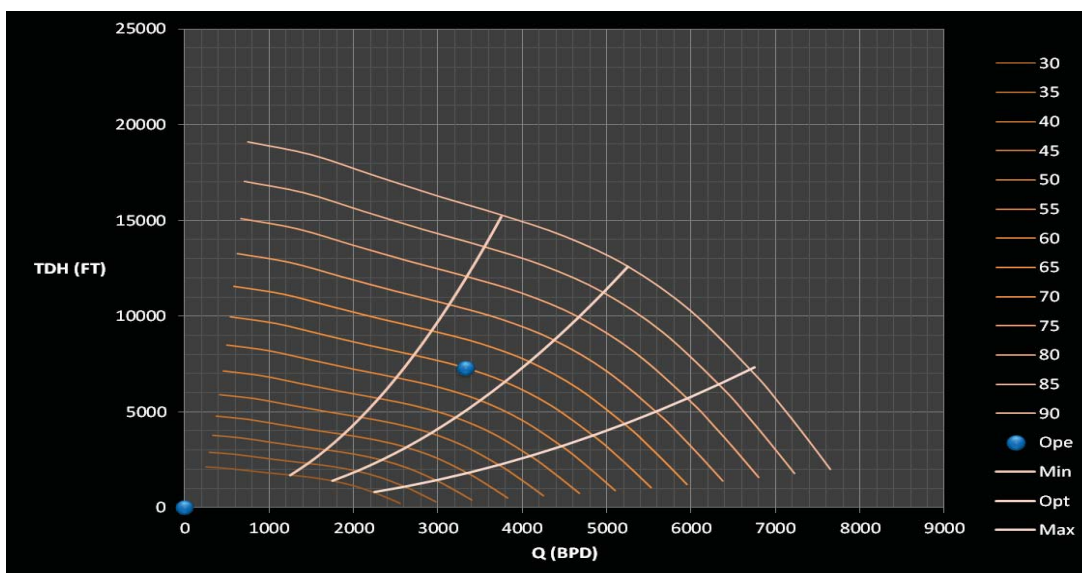


FIGURA 2. 63 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO 14; P35; 312 ETAPAS
Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P35 del pozo Pindo 14, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 3326 BFPD @ 65 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación, no se produce ningún problema con los equipos. Véase la figura 2.63.

**Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba FC650
del pozo Pindo Este-1**

Datos:

Pozo: Pindo Este-1

Bomba: FC650

Frecuencia: 54 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 698 BFPD @ oct-2011

Etapas: 492 etapas

Qmin: 450 BFPD y TDH=9047 ft

Qopt: 630 BFPD y TDH= 7672 ft

Qmax: 800 BFPD y TDH= 5168 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

**Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la
afinidad para la bomba FC650 del pozo Pindo Este-1, tabla 2.38**

**TABLA 2. 38 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS
DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA FC650 DEL POZO PINDO ESTE-1**

60 hz		30 hz		35 hz		40 hz		45 hz		50 hz		55 hz		60 hz		65 hz		70 hz		75 hz		80 hz		85 hz		90 hz	
BPD		BPD		BPD		BPD		BPD		BPD		BPD		BPD		BPD		BPD		BPD		BPD		BPD		BPD	
TDH		TDH		TDH		TDH		TDH		TDH		TDH		TDH		TDH		TDH		TDH		TDH		TDH		TDH	
100	9735	50	2434	58	3313	67	4327	75	5476	83	6760	92	8180	100	9735	108	11425	117	13250	125	15211	133	17307	142	19538	150	21904
200	9636	100	2409	117	3279	133	4283	150	5420	167	6692	183	8097	200	9636	217	11309	233	13116	250	15056	267	17131	283	19339	300	21681
300	9467	150	2367	175	3221	200	4208	225	5325	250	6574	275	7955	300	9467	325	11111	350	12886	375	14792	400	16830	425	19000	450	21301
400	9218	200	2305	233	3137	267	4097	300	5185	333	6401	367	7746	400	9218	433	10818	467	12547	500	14403	533	16388	567	18500	600	20741
490	8847	245	2212	286	3010	327	3932	368	4976	408	6144	449	7434	490	8847	531	10383	572	12042	613	13823	653	15728	694	17755	735	19906
580	8235	290	2059	338	2802	387	3660	435	4632	483	5719	532	6920	580	8235	628	9665	677	11209	725	12867	773	14640	822	16527	870	18529
670	7290	335	1823	391	2481	447	3240	503	4101	558	5063	614	6126	670	7290	726	8556	782	9923	838	11361	893	12960	949	14631	1005	16403
760	5953	380	1488	443	2026	507	2646	570	3349	633	4134	697	5002	760	5953	823	6987	887	8103	950	9302	1013	10563	1077	11947	1140	13394
850	4233	425	1058	496	1440	567	1881	638	2381	708	2940	779	3557	850	4233	921	4968	992	5762	1063	6614	1133	7525	1204	8495	1275	9524
900	3145	450	786	525	1070	600	1398	675	1769	750	2184	825	2643	900	3145	975	3691	1050	4281	1125	4914	1200	5591	1275	6312	1350	7076
950	2000	475	500	554	681	633	889	713	1125	792	1389	871	1681	950	2000	1029	2347	1108	2722	1188	3125	1267	3556	1346	4014	1425	4500
1000	847	500	212	583	288	667	376	750	476	833	588	917	712	1000	847	1083	994	1167	1153	1250	1323	1333	1506	1417	1700	1500	1906
450	9047	225	2262	263	3078	300	4021	338	5089	375	6283	413	7602	450	9047	488	10618	525	12314	563	14136	600	16084	638	18157	675	20356
630	7672	315	1918	368	2611	420	3410	473	4316	525	5328	578	6447	630	7672	683	9004	735	10442	788	11988	840	13639	893	15397	945	17262
800	5168	400	1292	467	1759	533	2297	600	2907	667	3589	733	4343	800	5168	867	6065	933	7034	1000	8075	1067	9188	1133	10372	1200	11628

54

698 4584 Ope

Elaborado por: Israel Jara R.

**Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba FC650 del pozo
Pindo Este-1**

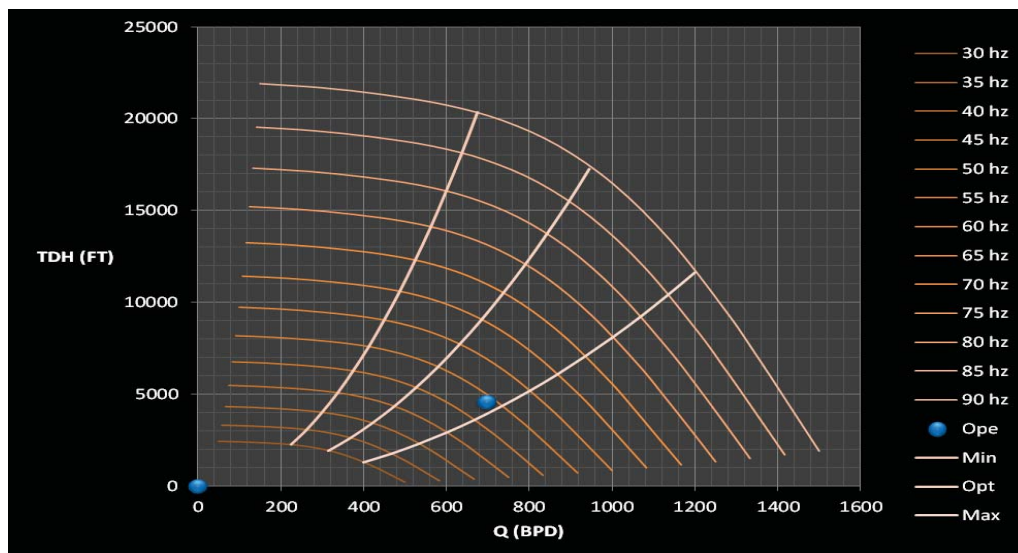


FIGURA 2. 64 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PINDO ESTE-1; FC650; 492 ETAPAS

Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba FC650 del pozo Pindo Este-1, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 698 BFPD @ 54 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación para esta bomba. Véase la figura 2.64.

**Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P18 del
pozo Palanda 2**

Datos:

Pozo: Palanda 2

Bomba: P18

Frecuencia: 55 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 1501 BFPD @ oct-2011

Etapas: 402 etapas

Qmin: 1000 BFPD y TDH=10732 ft

Qopt: 1800 BFPD y TDH= 8444 ft

Qmax: 2500 BFPD y TDH= 5183 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P18 del pozo Palanda 2, tabla 2.39

TABLA 2. 39 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P18 DEL POZO PALANDA 2

60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330	340	350	360	370	380	390	400	410	420	430	440	450	460	470	480	490	500	510	520	530	540	550	560	570	580	590	600	610	620	630	640	650	660	670	680	690	700	710	720	730	740	750	760	770	780	790	800	810	820	830	840	850	860	870	880	890	900	910	920	930	940	950	960	970	980	990	1000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz</

Elaborado por: Israel Jara R.

Análisis de la Curva de Velocidad Varibale de la Bomba FC650 del pozo Palanda 2

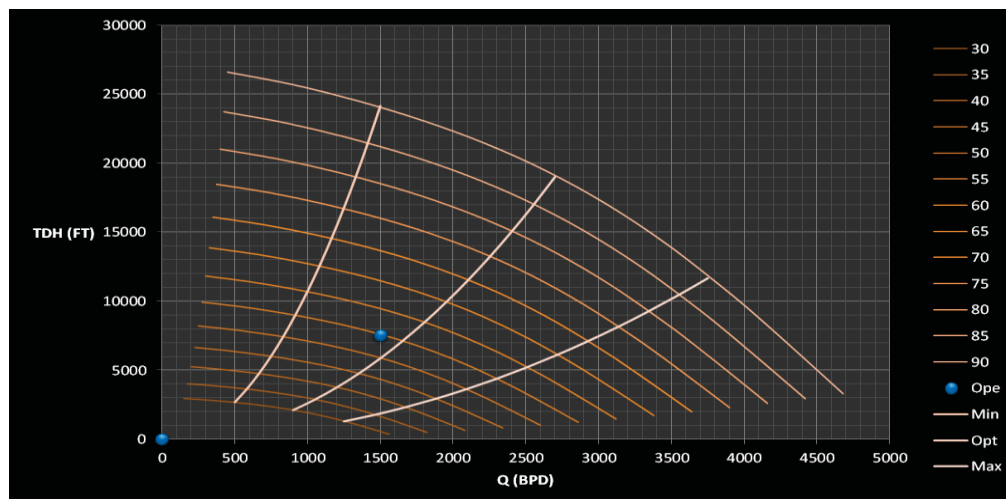


FIGURA 2. 65 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PALANDA 2; P18; 402 ETAPAS
Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P18 del pozo Palanda 2, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 1501 BFPD @ 55 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación,

es decir es la zona en la que la bomba trabaja sin problemas y sin ningún empuje axial. Véase la figura 2.65.

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P18 del pozo Palanda 4

Datos:

Pozo: Palanda 4

Bomba: P8

Frecuencia: 52 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 635 BFPD @ oct-2011

Etapas: 405 etapas

Qmin: 700 BFPD y TDH=11760 ft

Qopt: 900 BFPD y TDH= 10093 ft

Qmax: 1150 BFPD y TDH= 6316 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P8 del pozo Palanda 4, tabla 2.40

TABLA 2. 40 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P8 DEL POZO PALANDA 4

60		30		35		40		45		50		55		60		65		70		75		80		85		90	
hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz		hz	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
162.5	13134	81.25	3284	94.792	4469	108.33	5837.3	121.9	7387.9	135.4	9120.8	148.96	11036	162.5	13134	176.04	15414	180.6	17876.8	203.13	20521.9	216.67	23349.3	230.2	26359	243.75	29551.5
325	12863	162.5	3216	189.58	4377	216.67	5716.9	243.8	7235.4	270.8	8932.6	297.92	10808	325	12863	352.08	15096	370.2	17508	406.25	20098.4	433.33	22867.6	460.4	25815	487.5	28941.8
487.5	12531	243.8	3133	284.38	4264	325	5569.3	365.6	7048.7	406.3	8702.1	446.88	10530	487.5	12531	528.13	14707	568.8	17056.1	609.38	19579.7	650	22277.3	690.6	25149	731.25	28194.8
650	12016	325	3004	379.17	4086	433.33	5340.4	487.5	6759	541.7	8344.4	595.83	10097	650	12016	704.17	14102	758.3	16355.1	812.5	18775	866.67	21361.8	920.8	24115	975	27039
740	11544	370	2886	431.67	3928	493.33	5130.7	555	6493.5	616.7	8016.7	678.33	9700.2	740	11544	801.67	13545	863.3	15712.7	925	18037.5	986.67	20522.7	1048	23168	1110	25974
830	10868	415	2717	484.17	3696	553.33	4830.2	622.5	6113.3	691.7	7547.2	760.83	9132.1	830	10868	899.17	12755	968.3	14792.6	1037.5	16981.3	1106.7	19320.9	1176	21611	1245	24453
920	9940	460	2485	536.67	3382	613.33	4417.8	690	5591.3	766.7	6902.8	843.33	8352.4	920	9940	996.67	11666	1073	13529.4	1150	15531.3	1226.7	17671.1	1303	19949	1380	22365
1010	8733	505	2183	589.17	2972	673.33	3881.3	757.5	4912.3	841.7	6064.6	925.83	7338.1	1010	8733	1094.2	10249	1178	11886.6	1262.5	13645.3	1346.7	15525.3	1431	17527	1515	19649.3
1100	7245	550	1811	641.67	2465	733.33	3220	825	4075.3	916.7	5031.3	1008.3	6087.8	1100	7245	1191.7	8502.8	1283	9861.25	1375	11320.3	1466.7	12880	1558	14540	1650	16301.3
1150	6309	575	1577	670.83	2147	766.67	2804	862.5	3548.8	958.3	4381.3	1054.2	5301.3	1150	6309	1245.8	7404.3	1342	8587.25	1437.5	9857.81	1533.3	11216	1629	12662	1725	14195.3
1200	5307	600	1327	700	1826	800	2359.7	900	2985.2	1000	3685.4	1100	4459.4	1200	5307	1300	6229.4	1400	7223.42	1500	8292.19	1600	9434.67	1700	10651	1800	11940.8
1250	4257	625	1064	729.17	1449	833.33	1892	937.5	2394.6	1042	2955.3	1145.8	3577.1	1250	4257	1354.2	4996.1	1458	5794.25	1562.5	6651.56	1666.7	7568	1771	8544	1875	9578.25
700	11760	350	2940	408.33	4002	466.67	5226.7	525	6615	583.3	8166.7	641.67	9881.7	700	11760	758.33	13802	816.7	16006.7	875	18375	933.33	20906.7	991.7	23602	1050	26460
900	10093	450	2523	525	3434	600	4485.8	675	5677.3	750	7009	825	8480.9	900	10093	975	11845	1050	13737.7	1125	15770.3	1200	17943.1	1275	20256	1350	22709.3
1150	6316	575	1579	670.83	2149	766.67	2807.1	862.5	3552.8	958.3	4386.1	1054.2	5307.2	1150	6316	1245.8	7412.5	1342	8596.78	1437.5	9868.75	1533.3	11228.4	1629	12676	1725	14211
52																											
635	8723	Ope																									

Elaborado por: Israel Jara R.

**Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba P8 del pozo
Palanda 4**

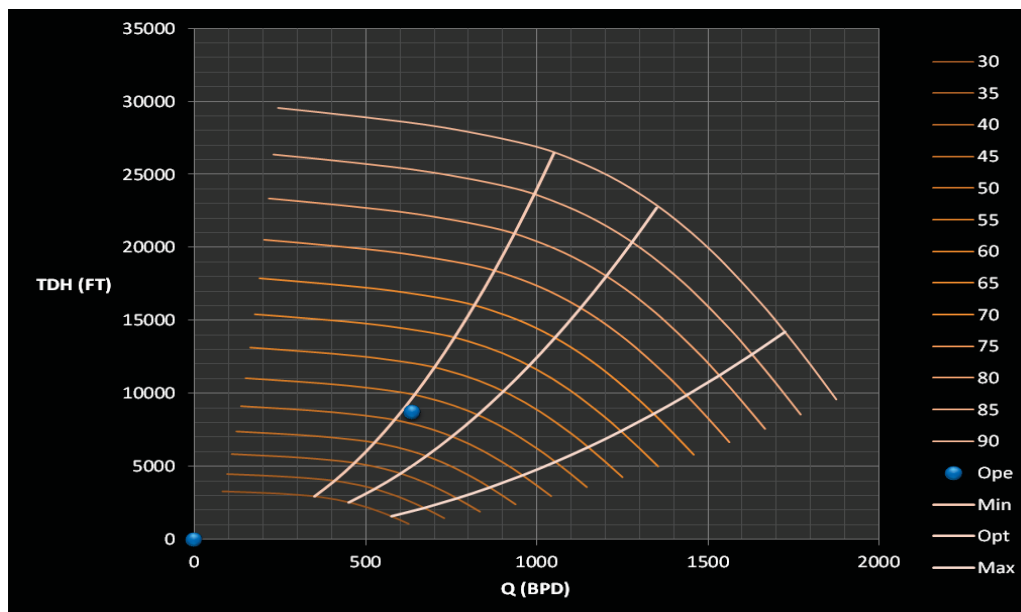


FIGURA 2. 66 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PALANDA 4; P8; 405 ETAPAS
Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P8 del pozo Palanda 4, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 635 BFPD @ 52 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación, es decir es la zona en la que la bomba trabaja sin problemas y sin ningún empuje axial. Véase la figura 2.66.

**Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P18 del
pozo Yuca Sur 1**

Datos:

Pozo: Yuca Sur 1

Bomba: P47

Frecuencia: 47 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 3600 BFPD @ oct-2011

Etapas: 166 etapas

Qmin: 1500 BFPD y TDH=9096 ft

Qopt: 2200 BFPD y TDH= 7851 ft

Qmax: 3000 BFPD y TDH= 5465 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P47 del pozo Yuca Sur 1, tabla 2.41

TABLA 2. 41 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P8 DEL POZO PALANDA 4

DE VELOCIDAD VARIABLES DE EFICIENCIA DEL MOTOR																											
60 hz		30 hz		35 hz		40 hz		45 hz		50 hz		55 hz		60 hz		65 hz		70 hz		75 hz		80 hz		85 hz		90 hz	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
375	9468	188	2367	219	3222	250	4208	281	5326	313	6575	344	7956	375	9468	406	11112	438	12867	469	14794	500	16832	531	19002	563	21300
750	9442	375	2361	438	3213	500	4196	563	5311	625	6557	688	7934	750	9442	813	11081	875	12852	938	14753	1000	16786	1063	18890	1125	21048
1125	8974	563	2326	656	3165	750	4134	844	5232	938	6460	1031	7816	1125	8974	1219	10199	1313	12000	1406	13811	1500	15824	1594	17954	1688	20115
1500	8974	750	2244	875	3054	1000	3888	1125	5048	1250	6232	1375	7541	1500	8974	1625	10352	1750	12213	1875	14022	2000	15954	2125	18010	2250	21048
1800	8581	900	2145	1050	2920	1200	3814	1350	4827	1500	5969	1650	7210	1800	8581	1950	10071	2100	11680	2250	13408	2400	15255	2550	17222	2700	19300
2100	8083	1050	2021	1225	2750	1400	3592	1575	4547	1750	5613	1925	6792	2100	8083	2275	9486	2450	11020	2625	12630	2800	14470	2975	16224	3150	18188
2400	7460	1200	1885	1400	2538	1600	3316	1800	4196	2000	5181	2200	6268	2400	7460	2600	8755	2800	10154	3000	11656	3200	13262	3400	14942	3600	16768
2700	6637	1350	1659	1575	2258	1800	2950	2025	3733	2250	4609	2475	5577	2700	6637	2925	7789	3150	9033	3350	10547	3600	11759	3825	13330	4050	15126
3000	5453	1500	1363	1750	1856	2000	2424	2250	3067	2500	3767	2750	4582	3000	5453	3250	4640	3500	7422	3750	8520	4000	9694	4250	10974	4500	12286
3133	4745	1567	1186	1828	1615	2089	2109	2350	2669	2611	3295	2872	3987	3133	4745	3394	5695	3658	6458	3916	7414	4177	8434	4438	9573	4700	10677
3267	3880	1634	970	1906	1320	2178	1724	2450	2183	2723	2694	2995	3267	3880	3530	4554	3812	5281	4084	6053	6398	6988	7628	7971	8901	9783	
3400	2821	1700	705	1983	960	2267	1254	2550	1587	2833	1959	3117	2370	3400	2821	3750	4789	4950	5617	6000	6588	7199	7832	8486	9161	9857	
3500	1926	1750	525	1971	701	2250	1000	2550	1250	2833	1559	3117	2370	3500	1926	4006	5225	5393	6165	6558	7185	7844	8517	9211	9920	10647	
3600	1500	1800	400	1950	540	2250	750	2550	1000	2550	1250	2833	1559	3600	1500	4300	5632	5814	6700	7100	7825	8500	9200	9925	10680	11450	
3750	1125	1875	300	1925	400	2250	563	2550	750	2550	1000	1625	10993	3750	1125	4635	6044	6240	7200	7625	8413	9117	9846	10604	11415	12250	
4000	750	1900	225	1900	300	2250	438	2550	563	2550	750	1587	2833	4000	750	5013	6414	6617	7688	8100	9000	9716	10527	11351	12177	13000	
4250	5465	1925	169	1875	225	2250	344	2550	438	2550	563	1250	2833	4250	5465	5350	6844	7040	8150	8530	9400	9716	10624	11450	12298	13166	
4500	3880	1950	125	1850	169	2250	263	2550	263	2550	438	813	2833	4500	3880	5632	7139	7343	8500	8850	9950	10263	11200	12050	12913	13800	
4750	2821	1975	97	1825	125	2250	202	2550	202	2550	344	563	2833	4750	2821	5937	7544	7748	8950	9250	10400	10700	11650	12513	13380	14280	
5000	2100	2000	75	1800	96	2250	180	2550	180	2550	263	438	2833	5000	2100	6250	7857	8061	9300	9600	10800	11100	12050	12913	13800	14800	
5250	1634	2025	56	1775	70	2250	137	2550	137	2550	202	344	2833	5250	1634	6563	8170	8374	9650	9950	11200	11500	12450	13313	14200	15200	
5500	1250	2050	40	1750	50	2250	100	2550	100	2550	159	263	2833	5500	1250	6875	8482	8686	10000	10300	11600	11900	12850	13713	14600	15600	
5750	970	2075	29	1725	37	2250	75	2550	75	2550	113	202	2833	5750	970	7188	8795	8999	10350	10650	12000	12300	13250	14113	15000	16000	
6000	705	2100	21	1700	27	2250	56	2550	56	2550	81	159	2833	6000	705	7500	9107	9311	10700	11000	12400	12700	13650	14513	15400	16400	
6250	525	2125	15	1675	19	2250	40	2550	40	2550	59	113	2833	6250	525	7813	9420	9624	11050	11350	12800	13100	14050	14913	15800	16800	
6500	400	2150	11	1650	14	2250	29	2550	29	2550	43	81	2833	6500	400	8125	9732	9936	11400	11700	13200	13500	14450	15313	16200	17200	
6750	300	2175	8	1625	10	2250	21	2550	21	2550	31	59	2833	6750	300	8438	10039	10243	11600	11900	13400	13700	14650	15513	16400	17400	
7000	225	2200	6	1600	7	2250	15	2550	15	2550	22	43	2833	7000	225	8750	10357	10561	12000	12300	13800	14100	15050	15913	16800	17800	
7250	169	2225	4	1575	5	2250	11	2550	11	2550	16	31	2833	7250	169	9063	10680	10884	12350	12650	14150	14450	15400	16263	17100	18100	
7500	125	2250	3	1550	4	2250	8	2550	8	2550	11	22	2833	7500	125	9375	10992	11196	12600	12900	14400	14700	15650	16513	17400	18400	
7750	96	2275	2	1525	3	2250	6	2550	6	2550	9	16	2833	7750	96	9688	11311	11515	12950	13250	14750	15050	16000	16863	17700	18700	
8000	70	2300	1	1500	2	2250	4	2550	4	2550	7	11	2833	8000	70	10000	11619	11823	13300	13600	15100	15400	16350	17213	18100	19100	
8250	54	2325	1	1475	1	2250	3	2550	3	2550	5	8	2833	8250	54	10313	11932	12136	13600	13900	15400	15700	16650	17513	18400	19400	
8500	40	2350	0	1450	1	2250	2	2550	2	2550	4	7	2833	8500	40	10625	12245	12449	13900	14200	15700	16000	16950	17813	18700	19700	
8750	29	2375	0	1425	0	2250	1	2550	1	2550	3	5	2833	8750	29	10938	12558	12762	14200	14500	16000	16300	17250	18113	19000	20000	
9000	21	2400	0	1400	0	2250	1	2550	1	2550	2	4	2833	9000	21	11250	12871	13075	14500	14800	16300	16600	17550	18413	19300	20300	
9250	16	2425	0	1375	0	2250	0	2550	0	2550	1	3	2833	9250	16	11563	13184	13388	14800	15100	16600	16900	17850	18713	19600	20600	
9500	11	2450	0	1350	0	2250	0	2550	0	2550	0	2	2833	9500	11	11875	13497	13701	15200	15500	17000	17300	18250	19113	20000	21000	
9750	8	2475	0	1325	0	2250	0	2550	0	2550	0	1	2833	9750	8	12188	13810	14014	15500	15800	17300	17600	18550	19413	20300	21300	
10000	6	2500	0	1300	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	10000	6	12500	14123	14327	15800	16100	17600	17900	18850	19713	20600	21600	
10250	4	2525	0	1275	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	10250	4	12813	14436	14640	16000	16300	17800	18100	19050	19913	20800	21800	
10500	3	2550	0	1250	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	10500	3	13125	14749	14953	16300	16600	18100	18400	19350	20213	21100	22100	
10750	2	2575	0	1225	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	10750	2	13438	15062	15266	16600	16900	18400	18700	19650	20513	21400	22400	
11000	1	2600	0	1200	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	11000	1	13750	15375	15579	16900	17200	18700	19000	19950	20813	21700	22700	
11250	1	2625	0	1175	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	11250	1	14063	15688	15892	17300	17600	19100	19400	20350	21213	22100	23100	
11500	0	2650	0	1150	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	11500	0	14375	15999	16203	17700	18000	19500	19800	20750	21613	22500	23500	
11750	0	2675	0	1125	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	11750	0	14688	16312	16516	18000	18300	19800	20100	21050	21913	22800	23800	
12000	0	2700	0	1100	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	12000	0	15000	16625	16829	18200	18500	20000	20300	21250	22113	23000	24000	
12250	0	2725	0	1075	0	2250	0	2550	0	2550	0	0	2833	12250	0	15313	16938	17142	18500	18800	20300	20600	21550	22413	23300	24300	
12500																											

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P47 del pozo Yuca Sur 1, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 3600 BFPD @ 47 Hz, este punto se ubica en la zona de empuje ascendente (Upthrust operation), es decir que la bomba esta levantando mucho mayor fluido para el cual fue diseñada. Se recomienda el cambio de sistema de Levantamiento Artificial. Véase la figura 2.67.

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P6 del pozo Yuca Sur 4

Datos:

Pozo: Yuca Sur 4

Bomba: P6

Frecuencia: 48 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 282 BFPD @ oct-2011

Etapas: 380 etapas

Qmin: 360 BFPD y TDH=12158 ft

Qopt: 550 BFPD y TDH= 11007 ft

Qmax: 820 BFPD y TDH= 6214 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P6 del pozo Yuca Sur 4, tabla 2.42

TABLA 2. 42 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P6 DEL POZO YUCA SUR 4

60 hz		30 hz		35 hz		40 hz		45 hz		50 hz		55 hz		60 hz		65 hz		70 hz		75 hz		80 hz		85 hz		90 hz	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
100	12669	50	3167	58	4311	67	5631	75	7126	83	8798	92	10645	100	12669	108	14888	117	17244	125	19795	133	22523	142	25426	150	28505
200	12540	100	3135	117	4267	133	5573	150	7054	167	8708	183	10537	200	12540	217	14717	233	17088	250	19594	267	22293	283	25167	300	28215
300	12320	150	3080	175	4192	200	5476	225	6930	250	8556	275	10352	300	12320	325	14459	350	16769	375	19250	400	21902	425	24726	450	27729
400	11996	200	2999	233	4082	267	5332	300	6748	333	8331	367	10080	400	11996	433	14079	467	16328	500	18744	533	21326	567	24075	600	26991
490	11513	245	2878	286	3918	327	5117	368	6476	408	7995	449	9674	490	11513	531	13512	572	15670	613	17989	653	20468	694	23106	735	25904
580	10717	290	2679	338	3647	387	4763	435	6028	483	7442	532	9005	580	10717	628	12578	677	14587	725	16745	773	19052	822	21508	870	24113
670	9487	335	2372	391	3228	447	4216	503	5336	558	6588	614	7972	670	9487	726	11134	782	12913	838	14823	893	16866	949	19040	1005	21346
760	7748	380	1937	443	2636	507	3444	570	4358	633	5381	697	6510	760	7748	823	9093	887	10546	950	12106	1013	13774	1077	15550	1140	17433
850	5509	425	1377	496	1875	567	2448	638	3099	708	3826	779	4629	850	5509	921	5465	992	7498	1063	8638	1133	9794	1204	11056	1275	12396
900	4092	450	1023	525	1392	600	1819	675	2302	750	2842	825	3438	900	4092	975	4802	1050	5570	1125	6394	1200	7275	1275	8212	1350	9207
950	2603	475	651	554	886	633	1157	713	1464	792	1808	871	2187	950	2603	1029	3055	1108	3543	1188	4067	1267	4628	1346	5224	1425	5857
1000	1102	500	276	583	375	667	490	750	620	833	765	917	926	1000	1102	1083	1293	1167	1500	1250	1722	1333	1959	1417	2212	1500	2480
360	12158	180	3040	210	4137	240	5404	270	6839	300	8443	330	10216	360	12158	390	14269	420	16548	450	18997	480	21614	510	24400	540	27356
550	11007	275	2752	321	3745	367	4892	413	6191	458	7644	504	9249	550	11007	596	12918	642	14982	688	17198	733	19568	779	22090	825	24766
820	6214	410	1554	478	2114	547	2762	615	3495	683	4315	752	5221	820	6214	888	7293	957	8458	1025	9709	1093	11047	1162	12471	1230	13982

Elaborado por: Israel Jara R.

Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba P6 del pozo Yuca Sur 4

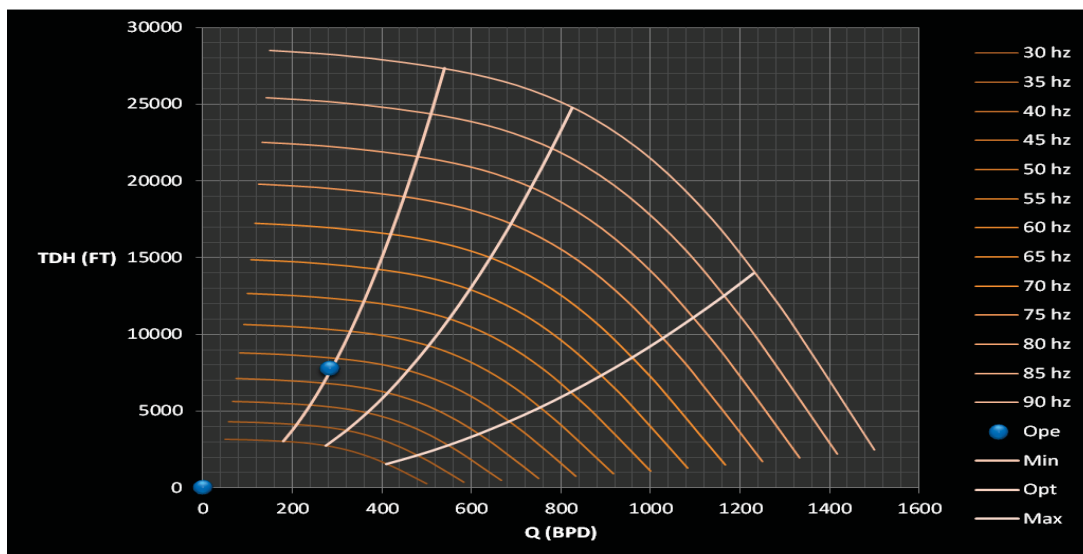


FIGURA 2. 68 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO YUCA SUR 4; P6; 380 ETAPAS
Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P6 del pozo Yuca Sur 4 indica que el punto actual de operación de la bomba es de 282 BFPD @ 48 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación, es decir es la zona en la que la bomba trabaja sin problemas y sin ningún empuje axial. Véase la figura 2.68.

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba GC1150 del pozo Yuca Sur 12

Datos:

Pozo: Yuca Sur 12

Bomba: GC1150

Frecuencia: 52 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 734 BFPD @ oct-2011

Etapas: 237 etapas

Qmin: 750 BFPD y TDH=11662 ft

Qopt: 1180 BFPD y TDH= 9886 ft

Qmax: 1500 BFPD y TDH= 7745 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P6 del pozo Yuca Sur 12, tabla 2.43

TABLA 2. 43 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS
DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA GC1150 DEL POZO YUCA SUR 12

60	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz	hz
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
200	12498	100	3125	116.67	4253	133.33	5554.7	150	7030.1	166.7	8679.2	183.33	10502
400	12365	200	3091	233.33	4208	266.67	5495.6	300	6955.3	333.33	8586.8	366.67	10390
600	12107	300	3027	350	4120	400	5380.9	450	6910.2	500	8407.6	550	10173
800	11580	400	2895	466.67	3940	533.33	5146.7	600	6513.8	666.7	8041.7	733.33	9730.4
960	10957	480	2739	560	3728	640	4869.8	720	6163.3	800	7609	880	9206.9
1120	10181	560	2545	653.33	3484	746.67	4524.9	840	5726.8	933.33	7070.1	1026.7	8554.9
1280	9272	640	2318	746.67	3155	833.33	4120.9	960	5215.5	1067	6438.9	1173.3	7791.1
1440	8220	720	2055	840	2797	960	3653.3	1080	4623.8	1200	5708.3	1320	6907.1
1600	6953	800	1738	933.33	2365	1066.7	3090.2	1200	3911.1	1333	4828.5	1466.7	5842.5
1766.7	5918	853.4	1480	995.58	2014	1137.8	2630.2	1280	3328.9	1422	4109.7	1564.5	4972.8
1813.3	4648	906.7	1162	1057.8	1582	1208.9	2065.8	1360	2614.5	1511	3227.8	1662.2	3905.6
1920	3046	960	762	1120	1036	1280	1353.8	1440	1713.4	1600	2115.3	1760	2559.5
750	11662	375	2916	437.5	3968	500	5183.1	562.5	6559.9	625	8098.6	687.5	9799.3
1180	9886	590	2472	688.33	3364	786.67	4393.8	885	5560.9	983.33	6865.3	1081.7	8307
1500	7745	750	1936	875	2635	1000	3442.2	1125	4356.6	1250	5378.5	1375	6508
62													
734		8524	Ope										

Elaborado por: Israel Jara R.

**Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba P6 del pozo
Yuca Sur 12**

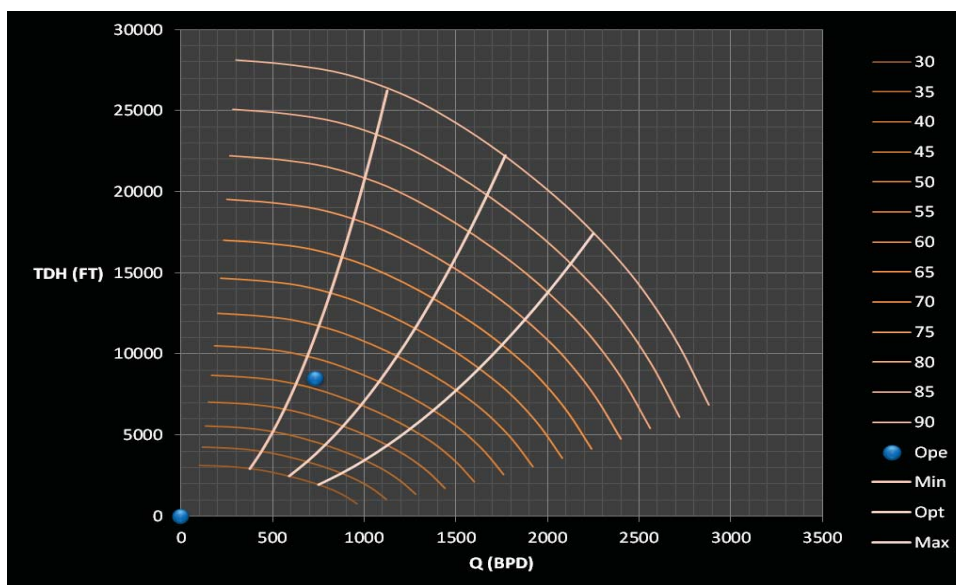


FIGURA 2. 69 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO YUCA SUR 12; GC1150; 237 ETAPAS

Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba GC1150 del pozo Yuca Sur 12, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 734 BFPD @ 52 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación, es decir es la zona en la que la bomba trabaja sin problemas y sin ningún empuje axial. Véase la tabla 2.56 y la figura 2.69.

**Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P6 del
pozo Yuca Sur 14**

Datos:

Pozo: Yuca Sur 14

Bomba: P6

Frecuencia: 52 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 674 BFPD @ oct-2011

Etapas: 405 etapas

Qmin: 700 BFPD y TDH=11760 ft

Qopt: 900 BFPD y TDH= 10142 ft

Qmax: 1150 BFPD y TDH= 6218 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P6 del pozo Yuca Sur 14, tabla 2.44

TABLA 2. 44 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P6 DEL POZO YUCA SUR 14

60 hz		30 hz		35 hz		40 hz		45 hz		50 hz		55 hz		60 hz		65 hz		70 hz		75 hz		80 hz		85 hz		90 hz	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
163	11675	82	2919	95	3973	109	5189	122	6567	136	8108	149	9810	163	11675	177	13702	190	15801	204	18242	217	20759	231	23431	245	26269
325	11433	163	2858	190	3890	217	5081	244	6431	271	7940	298	9607	325	11433	352	13418	379	15562	406	17864	433	20325	460	22945	488	25724
488	11139	244	2785	285	3790	325	4951	366	6266	407	7735	447	9360	488	11139	529	13073	569	15161	610	17405	651	19803	691	22355	732	25063
650	10681	325	2670	379	3635	433	4747	488	6008	542	7417	596	8975	650	10681	704	12535	758	14538	813	16689	867	18988	921	21436	975	24032
740	10261	370	2565	432	3492	493	4560	555	5772	617	7126	678	8622	740	10261	802	12042	863	13966	925	16033	987	18242	1048	20593	1110	23087
830	9680	415	2415	484	3287	553	4293	623	5434	692	6708	761	8117	830	9680	899	11337	968	13148	1038	15094	1107	17173	1176	19387	1245	21735
920	8836	460	2209	537	3007	613	3927	690	4970	767	6136	843	7425	920	8836	997	10370	1073	12027	1150	13806	1227	15708	1303	17733	1380	19881
1010	7763	505	1941	589	2642	673	3450	758	4367	842	5391	926	6523	1010	7763	1094	9111	1178	10586	1263	12130	1347	13801	1431	15580	1515	17467
1100	6440	550	1610	642	2191	733	2862	825	3623	917	4472	1008	5411	1100	6440	1192	7558	1283	8766	1375	10063	1467	11449	1558	12925	1650	14490
1150	5608	575	1402	671	1908	767	2492	863	3155	958	3894	1054	4712	1150	5608	1246	6582	1342	7633	1438	8763	1533	9970	1629	11255	1725	12618
1200	4717	600	1179	700	1605	800	2096	900	2653	1000	3276	1100	3964	1200	4717	1300	5536	1400	6420	1500	7370	1600	8386	1700	9467	1800	10613
1250	3784	625	946	729	1288	833	1682	938	2129	1042	2628	1146	3180	1250	3784	1354	4441	1458	5150	1563	5913	1667	6727	1771	7594	1875	8514
700	10454	350	2614	408	3557	467	4646	525	5880	583	7260	642	8784	700	10454	758	12269	817	14229	875	16334	933	18585	992	20981	1050	23522
900	8971	450	2243	525	3053	600	3987	675	5046	750	6230	825	7538	900	8971	975	10528	1050	12211	1125	14017	1200	15948	1275	18004	1350	20185
1150	5571	575	1393	671	1896	767	2476	863	3134	958	3889	1054	4681	1150	5571	1246	6538	1342	7583	1438	8705	1533	9904	1629	11181	1725	12535

Elaborado por: Israel Jara R.

Análisis de la Curva de Velocidad Varibale de la Bomba P6 del pozo Yuca Sur 14

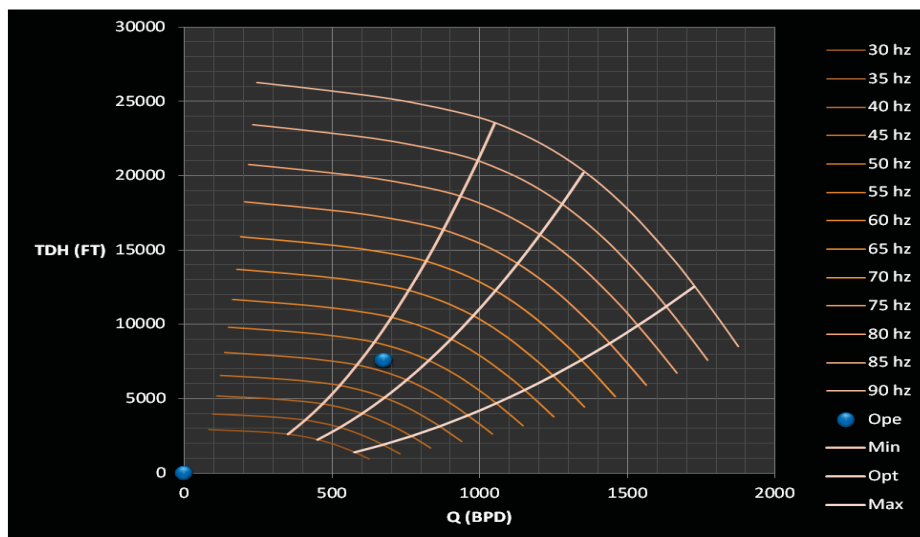


FIGURA 2. 70 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO YUCA SUR 14; P6; 405 ETAPAS

Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P6 del pozo Yuca Sur 14, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 674 BFPD @ 52 hz, dentro del rango óptimo de operación, es decir es la zona en la que la bomba trabaja sin problemas y sin ningún empuje axial. Véase la figura 2.70.

Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P6 del pozo Yuca Sur 19

Datos:

Pozo: Yuca Sur 19

Bomba: P12

Frecuencia: 51 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 536 BFPD @ oct-2011

Etapas: 380 etapas

Qmin: 700 BFPD y TDH=10998 ft

Qopt: 940 BFPD y TDH= 9102 ft

Qmax: 1200 BFPD y TDH= 5052 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P12 del pozo Yuca Sur 19, tabla 2.45

TABLA 2. 45 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P12 DEL POZO YUCA SUR 19

60		30		35		40		45		50		55		60		65		70		75		80		85		90	
hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH	hz	TDH
162.5	12323	81.25	3081	94.792	4193	108.33	5476.9	121.9	6931.7	135.4	8557.6	148.96	10355	162.5	12323	176.04	14462	189.6	16773	203.13	19254.7	216.67	21907.6	230.2	24732	243.75	27726.8
325	12069	162.5	3017	189.58	4107	216.67	5364	243.8	6788.8	270.8	8381.3	297.92	10141	325	12069	352.08	14164	379.2	16427.3	406.25	18957.8	433.33	21458	460.4	24222	487.5	27155.3
487.5	11758	243.8	2940	294.38	4001	325	5225.8	365.6	6613.9	406.3	8165.3	446.88	9890	487.5	11758	528.13	13799	568.8	16003.9	609.38	18371.9	650	20903.1	690.6	23598	731.25	26455.5
650	11275	325	2819	379.17	3837	433.33	5011.1	487.5	6342.2	541.7	7829.9	595.83	9474.1	650	11275	704.17	13232	758.3	15346.5	812.5	17617.2	866.67	20044.4	920.8	22628	975	25368.8
740	10832	370	2708	431.67	3686	493.33	4814.2	555	6093	616.7	7522.2	678.33	9101.9	740	10832	801.67	12713	863.3	14743.6	925	16925	986.67	19256.9	1048	21739	1110	24372
830	10197	415	2549	484.17	3470	553.33	4532	622.5	5735.8	691.7	7081.3	760.83	8568.3	830	10197	899.17	11967	968.3	13879.3	1037.5	15932.8	1106.7	18128	1176	20465	1245	22943.3
920	9326.8	460	2332	536.67	3174	613.33	4145.2	690	5246.3	766.7	6476.9	843.33	7837.1	920	9326.8	996.67	10946	1073	12694.8	1150	14573.1	1226.7	16581	1303	18718	1380	20985.3
1010	8194.3	505	2049	589.17	2788	673.33	3641.9	757.5	4609.3	841.7	5690.5	925.83	6885.5	1010	8194.3	1094.2	9616.9	1178	11153.4	1262.5	12803.6	1346.7	14567.6	1431	16446	1515	18437.2
1100	6796.2	550	1700	641.67	2313	733.33	3021.4	825	3824	916.7	4721	1008.3	5712.4	1100	6796.2	1191.7	7978.4	1283	9253.11	1375	10622.2	1466.7	12085.7	1558	13644	1650	15296
1150	5918.1	575	1480	670.83	2014	766.67	2630.7	862.5	3328.5	958.3	4110.5	1054.2	4973.7	1150	5918.1	1245.9	6946.7	1342	8056.55	1437.5	9246.58	1533.3	10522.8	1629	11879	1725	13318
1200	4978.1	600	1245	700	1694	800	2212.9	900	2800.7	1000	3457.7	1100	4183.8	1200	4978.1	1300	5843.5	1400	6777.11	1500	7779.84	1600	8861.73	1700	9983	1800	11203
1250	3993.9	625	998	729.17	1359	833.33	1775.1	937.5	2246.6	1042	2773.5	1145.8	3356	1250	3993.9	1354.2	4687.3	1458	5436.14	1562.5	6240.47	1666.7	7100.27	1771	8016	1875	8966.28
700	10998	350	2750	408.33	3742	466.67	4888	525	6186.4	583.3	7637.5	641.67	9241.4	700	10998	758.33	12907	816.7	14969.5	875	17184.4	933.33	19552	991.7	22072	1050	24745.5
940	9102	470	2276	548.33	3097	626.67	4045.3	705	5119.9	783.3	6320.8	861.67	7648.2	940	9102	1018.3	10682	1097	12388.8	1175	14221.9	1253.3	16181.3	1332	18267	1410	20479.5
1200	5052	600	1263	700	1719	800	2245.3	900	2841.8	1000	3508.3	1100	4245.1	1200	5052	1300	5929.1	1400	6876.33	1500	7893.75	1600	8981.33	1700	10139	1800	11367
51																											
536	8205	Ope																									

Elaborado por: Israel Jara R.

**Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba P12 del pozo
Yuca Sur 19**

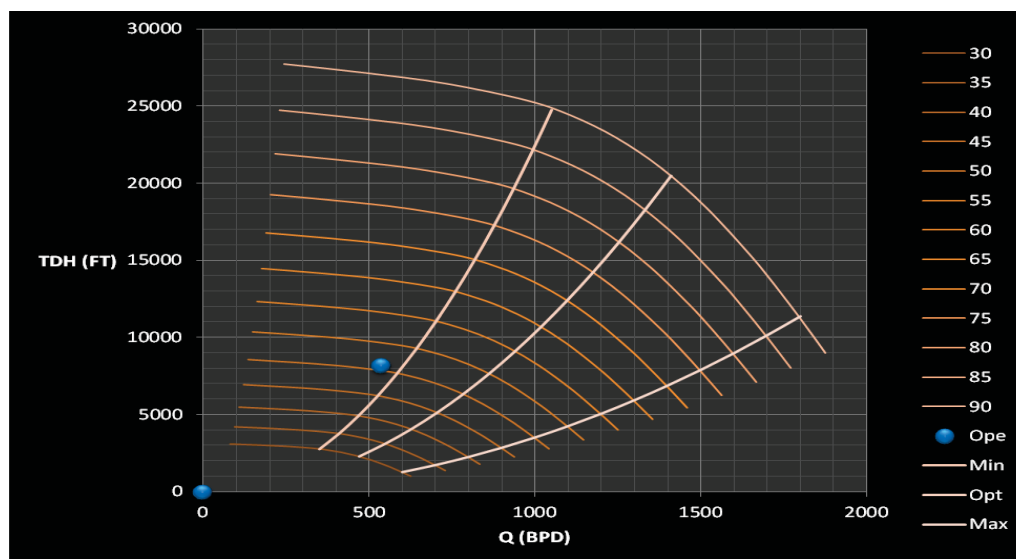


FIGURA 2. 71 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE , POZO YUCA SUR 19; P12; 380
ETAPAS
Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P12 del pozo Yuca Sur 19, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 536 BFPD @ 51 hz, este punto se ubica en la zona de empuje descendente (Downthrust operation), es decir que la bomba esta levantando mucho menos fluido para el cual fue diseñado, las consecuencias de este estado es que se produce un empuje axial de la bomba, lo que genera desgaste y puede llegarse a la destrucción de las etapas de la misma. Se recomienda el cambio de sistema de levantamiento artificial. Véase la tabla 2.58 y la figura 2.71.

**Determinación de la curva de velocidad variable para la Bomba P6 del
pozo Primavera 1**

Datos:

Pozo: Primavera 1

Bomba: P6

Frecuencia: 49 Hz @ oct-2011

Caudal de fluido: 536 BFPD @ oct-2011

Etapas: 371 etapas

Qmin: 400 BFPD y TDH=12097 ft

Qopt: 550 BFPD y TDH= 11116 ft

Qmax: 700 BFPD y TDH= 9039 ft

Los datos de caudales y TDH's a 60 Hz obtenidos de la base de datos del software Pipesim 2008.1 Demo que se indican en el anexo 12.

Resumen de los cálculos de caudales y TDH's mediante las leyes de la afinidad para la bomba P6 del pozo Primavera 1, tabla 2.46

TABLA 2. 46 CÁLCULOS DE LOS CAUDALES Y TDH'S PARA GRAFICAR LAS CURVAS DE VELOCIDAD VARIABLES DE LA BOMBA P6 DEL POZO PRIMAVERA 1

60 hz		30 hz		35 hz		40 hz		45 hz		50 hz		55 hz		60 hz		65 hz		70 hz		75 hz		80 hz		85 hz		90 hz	
BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH	BPD	TDH
100	12869	50	3217	58	4379	67	5720	75	7239	83	8937	92	10814	100	12869	108	15103	117	17516	125	20108	133	22878	142	25827	150	28959
200	12738	100	3185	117	4334	133	5661	150	7165	167	8846	183	10703	200	12738	217	14949	233	17338	250	19903	267	22645	283	25564	300	28661
300	12514	150	3129	175	4258	200	5562	225	7039	250	8690	275	10515	300	12514	325	14687	350	17033	375	19553	400	22247	425	25115	450	28157
400	12186	200	3047	233	4147	267	5416	300	6855	333	8463	367	10240	400	12186	433	14302	467	16587	500	19041	533	21664	567	24457	600	27419
490	11695	245	2924	286	3980	327	5198	368	6578	408	8122	449	9827	490	11695	531	13725	572	15918	613	18273	653	20791	694	23471	735	26314
580	10886	290	2722	338	3704	387	4838	435	6123	483	7590	532	9147	580	10886	628	12776	677	14817	725	17009	773	19353	822	21848	870	24494
670	9637	335	2409	391	3279	447	4283	503	5421	558	6692	614	8098	670	9637	726	11310	782	13117	838	15058	893	17132	949	19341	1005	21683
760	7870	380	1968	443	2878	507	3498	570	4427	633	5465	697	6613	760	7870	823	9236	887	10712	950	12297	1013	13991	1077	15795	1140	17708
850	5596	425	1399	496	1904	567	2487	638	3148	708	3886	779	4702	850	5596	921	6568	992	7617	1063	8744	1133	9948	1204	11231	1275	12591
900	4157	450	1039	525	1415	600	1848	675	2338	750	2887	825	3493	900	4157	975	4879	1050	5658	1125	6495	1200	7390	1275	8343	1350	9353
950	2644	475	661	554	900	633	1175	713	1487	792	1836	871	2222	950	2644	1029	3103	1108	3599	1188	4131	1267	4700	1346	5306	1425	5949
1000	1119	500	280	583	381	667	497	750	629	833	777	917	940	1000	1119	1083	1313	1167	1523	1250	1748	1333	1589	1417	17246	1500	2518
400	12285	200	3071	233	4180	267	5460	300	6910	333	8531	367	10323	400	12285	433	14418	467	16721	500	19195	533	21840	567	24655	600	27641
550	11116	275	2779	321	3783	367	4940	413	6253	458	7719	504	9341	550	11116	596	13046	642	15130	688	17369	733	19762	779	22308	825	25011
700	8974	350	2244	408	3054	467	3988	525	5048	583	6232	642	7541	700	8974	758	10532	817	12215	875	14022	933	15854	992	18010	1050	20192

49
371 7933 Ope

Elaborado por: Israel Jara R.

**Análisis de la Curva de Velocidad Variable de la Bomba P6 del pozo
Primavera 1**

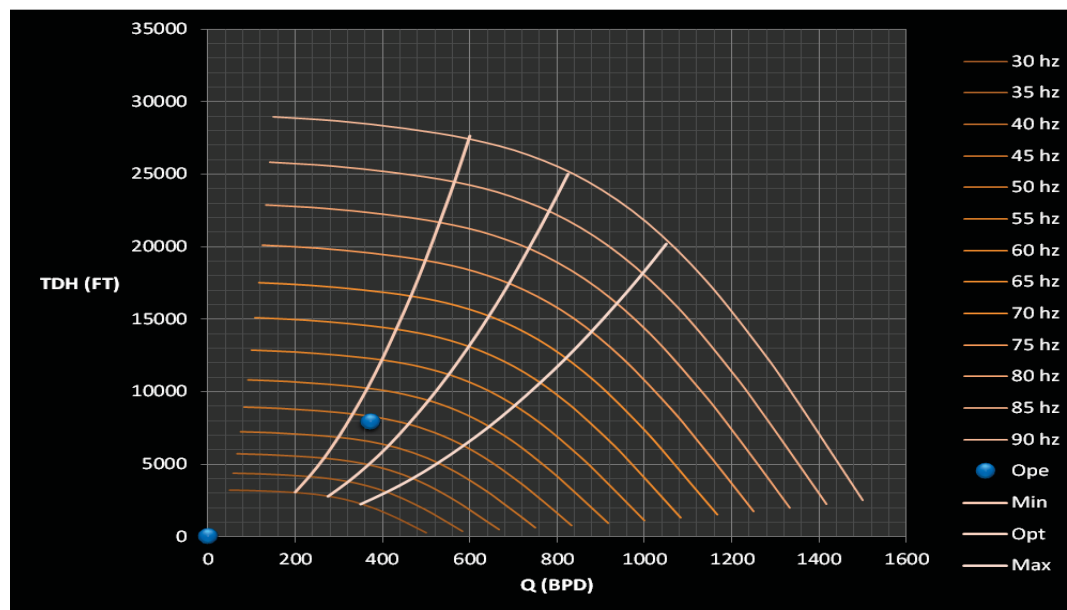


FIGURA 2. 72 CURVA DE VELOCIDAD VARIABLE, POZO PRIMAVERA 1; P6; 386
ETAPAS

Elaborado por: Israel Jara R.

La evaluación de la Curva de Velocidad Variable de la bomba P6 del pozo Primavera 1, indica que el punto actual de operación de la bomba es de 371 BFPD @ 49 hz, este punto se ubica dentro del rango óptimo de operación, es decir es la zona en la que la bomba trabaja sin problemas y sin ningún empuje axial. Véase la figura 2.72.

La elaboración de las curvas de velocidad variable de las bombas electrosumergibles descritas en este numeral se realizó utilizando los modelos de las bombas tomados de la base de datos del software Pipesim, debido a que algunos modelos de las bombas que actualmente se encuentran operando en los pozos seleccionados no se encontraron en dicha base de datos, se optó por seleccionar modelos diseñados para los mismos caudales y de la misma serie. Véase la tabla 2.47.

TABLA 2. 47 MODELOS DE BES

Pozo	Modelo actual	Modelo evaluación	BPD MIN	Q diseño	BPD MAX	serie
Palanda 02	P18	J61	1000	1800	2500	400
Palanda 04	P8	FC925	700	900	1150	400
Primavera 1	P6	FC650	400	550	700	400
Yuca Sur 01	P47	GC2200	1500	2200	3000	538
Yuca Sur 04	P6	FC650	360	550	820	400
Yuca Sur 12	GC1150	GC1200	750	1180	1500	538
Yuca Sur 14	P6	FC925	700	900	1150	400
Yuca Sur 19	P12	FC925	700	940	1200	400
Pindo 05	P35 SXD	FC4300	3200	4300	5400	400
Pindo 06	P47	E127	3000	4800	5900	538
Pindo 07	166 P47	E127	3000	4800	5900	538
Pindo 09	FC1200	G48	1000	1660	2100	400
Pindo 11	P21	GC2200	1200	2200	2850	538
Pindo 13	GC2200	GC2200	1500	2200	3000	538
Pindo 14	P35	T100	2500	3500	4500	400
Pindo Este 1	FC650	FC650	450	630	800	400

Elaborado por: Israel Jara R.

2.4.3.6. Rediseño de los sistemas de levantamiento artificial

Para el rediseño de los sistemas de bombeo electrosumergible se tomará como ejemplo al pozo Palanda 2 para realizar la secuencia de cálculo y la tabulación de los cálculos de todos los pozos seleccionados se describen en las tablas 2.48 y 2.49.

Datos:

Pozo: Palanda 2

Arena: Uinf

°API: 18,4

Ty: 200 °F

z: 0,685

yg: 0.98

BSW: 78%

RSI: 105 PCN/BN

Pr: 3540 PSI

IP: 1,029492 BFPD/PSI

Qdeseado: 1500 BFPD

Prof perf: 9871 pies

Prof intk: 9637 pies

$\gamma_f = 1,018$

$G_f = 2,2677 \text{ Ft/PSI}$

Qo: 330 BPPD

Qw: 1171 BAPD

Qg: 23000 PC

Salinidad: 56750 ppm

Factor Volumétrico del gas:

$$B_g = 0,00504 \frac{zT}{p}$$

$$B_g = 0,00504 \frac{0,685 \times (200 + 460)}{2180}$$

$$B_g = 0,0011 \text{ bbl/cf}$$

Presión de fondo fluyente de diseño:

$$P_{wf} = P_r - \frac{Q_{dese}}{IP}$$

$$P_{wf} = 3540 - \frac{1500}{1,029402}$$

$$P_{wf} = 2083 \text{ PSI}$$

Delta profundidad:

$$\Delta \text{prof} = \text{prof perf} - \text{prof intk}$$

$$\Delta \text{prof} = 9871 - 9637$$

$$\Delta \text{prof} = 234 \text{ pies}$$

Delta presión:

$$\Delta \text{Presión} = \frac{\Delta \text{prof} \times \gamma_f}{G_f}$$

$$\Delta \text{Presión} = \frac{234 \times 1,018}{2,2677}$$

$$\Delta \text{Presión} = 105,1 \text{ PSI}$$

Presión de Intake de diseño:

$$\begin{aligned} \text{PIPdis} &= \text{Pwfdis} - \Delta\text{psi} \\ \text{PIPdis} &= 2083 - 105,1 \\ \text{PIPdis} &= 2083 \text{ psi} \end{aligned}$$

Sumergencia:

$$\begin{aligned} \text{Sumergencia} &= \frac{\text{PIPdis}}{0,433 * SG_o} \\ \text{Sumergencia} &= \frac{2083 \text{ psi}}{0,433 * 0,994} \\ \text{Sumergencia} &= 5096 \text{ ft} \end{aligned}$$

Gas total:

$$\begin{aligned} \text{Total gas} &= \text{GOR} \times \text{BOPD} \\ \text{Total gas} &= 70 \times (1500 \times 0,78) \\ \text{Total gas} &= 23100 \text{ ft}^3 \end{aligned}$$

Gas en solución:

$$\begin{aligned} SG &= (Q_o \times R_s) \\ SG &= (330 \times 52) \\ SG &= 17160 \text{ ft}^3 \end{aligned}$$

Gas libre:

$$\begin{aligned} FG &= TG - SG \\ FG &= 23100 - 17160 \\ FG &= 5940 \text{ ft}^3 \end{aligned}$$

Volumen de petróleo en el Intake:

$$\begin{aligned} V_o &= (Q \times (1 - \text{BSW})) \times B_o \\ V_o &= (1800 \times (1 - 0,78)) \times 1,095 \\ V_o &= 434 \text{ BPPD} \end{aligned}$$

Volumen de gas libre en el intake:

$$\begin{aligned} V_{\text{gfree}} &= FG \times B_g \\ V_{\text{gfree}} &= 5940 \times 0,001 \\ V_{\text{gfree}} &= 6 \text{ BGPD} \end{aligned}$$

Volumen de agua en el Intake:

$$V_w = 1170 \text{ BWPD}$$

Volumen Total:

$$\begin{aligned} V_t &= V_o + V_g + V_w \\ V_t &= 434 + 6 + 1170 \\ V_t &= 1610 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

Porcentaje de gas libre:

$$\begin{aligned} \% \text{ free gas} &= \left(\frac{V_g}{V_t} \right) \times 100 \\ \% \text{ free gas} &= \left(\frac{6}{1610} \right) \times 100 \\ \% \text{ free gas} &= 0,37 \end{aligned}$$

Volumen de gas:

$$\begin{aligned} V_g &= V_o \times \left(1 - \frac{E_f}{100} \right) \\ V_g &= 434 \times \left(1 - \frac{100}{100} \right) \\ V_g &= 0 \end{aligned}$$

Volumen total máximo en el intake:

$$\begin{aligned} \text{Vol tot max en el intake} &= V_o + V_w + V_g \\ \text{Vol tot max en el intake} &= 434 + 1170 + 0 \\ \text{Vol tot max en el intake} &= 1604 \text{ BPD} \end{aligned}$$

Gas libre en la primera etapa:

$$\begin{aligned} \text{Gas libre en la primera etapa} &= \frac{V_g}{\text{Vol tot mas en el intake}} \\ \text{Gas libre en la primera etapa} &= \frac{0}{1604} \\ \text{Gas libre en la primera etapa} &= 0 \end{aligned}$$

Masa total del fluido producido:

$$\begin{aligned} \text{TMPF} &= \{ (BOPD \times \text{Sp. Gr. oil} + BWPD \times \text{Sp. Gr. water}) \times 62,4 \times 5,6146 \} + (GOR \\ &\quad \times BOPD \times \text{Sp. Gr. gas} \times 0,0752) \\ \text{TMPF} &= \{ (330 \times 0,944 + 1170 \times 1,04) \times 62,4 \times 5,6146 \} + (70 \times 330 \times 0,98) \\ &\quad \times 0,0752 \end{aligned}$$

$$\text{TMPF} = 536918 \text{ BPD}$$

Gravedad específica compuesta:

$$\begin{aligned} \text{Composite Sp. Gr.} &= \frac{\text{TMPF}}{\text{BFDP} \times 5,61416 \times 62,4} \\ \text{Composite Sp. Gr.} &= \frac{536918}{1610 \times 5,61416 \times 62,4} \\ \text{Composite Sp. Gr.} &= 0,952 \end{aligned}$$

Levantamiento Neto:

$$\begin{aligned} \text{Hd} &= \text{Prof asent} - \left(\frac{\text{PIP} \times \text{Gf}}{\gamma_f} \right) \\ \text{Hd} &= 9613 - \left(\frac{2083 \times 2,2677}{1,018} \right) \\ \text{Hd} &= 4975 \text{ ft} \end{aligned}$$

Fricción:

$$\begin{aligned} F &= 2,083(100/120)^{1,85} (Q/34,3)^{1,85} / \text{ID}^{4,8655} \\ F &= 2,083(100/120)^{1,85} (1610/34,3)^{1,85} / 2,992^{4,8655} \\ F &= \frac{9}{1000} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Fr} &= \left(\frac{F}{1000} \times \text{Prof asen} \right) / 1000 \\ \text{Fr} &= (9 \times 9613) / 1000 \\ \text{Fr} &= 87 \text{ ft} \end{aligned}$$

Presión de descarga:

$$\begin{aligned} \text{Pd} &= \frac{\text{Pwh} \times \text{Gf}}{\gamma_f} \\ \text{Pd} &= \frac{487 \times 2,2677}{1,018} \\ \text{Pd} &= 1159 \text{ psi} \end{aligned}$$

Total Dynamic Head:

$$\begin{aligned} \text{TDH} &= \text{Hd} + \text{Ft} + \text{Pd} \\ \text{TDH} &= 4975 + 87 + 1159 \\ \text{TDH} &= 6221 \text{ ft} \end{aligned}$$

Para el caudal de deseado de 1500 BFPD, se seleccionó del catálogo de Centrilift el modelo GC1600 cuya eficiencia de la bomba es 63,35%, con el caudal de 1500 BFPD se ingreso a la curva de velocidad estándar y se determino 42,4 head/etapa y 0,79 BHP/etapa.

Número de Etapas:

$$\begin{aligned}\#Etapas &= \frac{TDH}{\text{head/etapa}} \\ \#Etapas &= \frac{6221}{42,4} \\ \#Etapas &= 147\end{aligned}$$

Potencia requerida:

$$\begin{aligned}BHP &= \#etapas \times BHP/etapa \times \gamma f \\ BHP &= 147 \times 0,79 \times 1,018 \\ BHP &= 111 \text{ Hp}\end{aligned}$$

La tabulación de los cálculos del rediseño del bombeo electrosumergible se describe en las tablas 2.48 y 2.49.

TABLA 2. 48 CÁLCULOS DEL REDISEÑO DE BES

REDISEÑO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE																	
Pozo	Bg	Pwf dis	Δprof	Δpsi	PIP dis	Sumer	TG	SG	FG	Vo intake	Vg free intake	Vw intake	V total	free gas	Efi sep gas	Vg	V tot max intake
	bb/cf	PSI	FT	FT	psi	ft	cf	cf	cf	BPPD	BGPD	BWPD	BFPD	%	%	BGPD	BPD
Palanda 02	0,001	2188	234	105,1	2083	5096	23100	17160	5940	434	6	1170	1610	0,37	100	0	1604
Palanda 04	0,0034	589	491	205,1	384	951	17066	15778	1288	455	4	378	837	0,48	100	0	833
Primavera 1	0,003	834	258	110,7	723	1880	16640	4400	12240	121	36	320	477	7,55	100	0	441
Yuca Sur 01	0,0011	2627	694	318,1	2309	5811	46080	3240	42840	120	48	3420	3588	1,34	100	0	3540
Yuca Sur 04	0,0038	645	128	54,51	590	1507	23868	5814	18054	205	69	198	472	14,62	90	21	424
Yuca Sur 12	0,0034	777	133	54,28	723	1885	30400	17920	12480	519	43	480	1042	4,13	100	0	999
Yuca Sur 14	0,0042	660	37	15,55	644	1672	35280	11550	23730	297	101	490	888	11,37	90	30	817
Yuca Sur 19	0,0049	700	80	30,7	669	1737	40300	17050	23250	641	114	190	945	12,06	90	64	895
Pindo 05	0,0013	1912	3021	1330	582	1462	12740	2380	10360	662	13	430	1105	1,18	100	0	1092
Pindo 06	0,0014	1564	998	455,6	1108	2702	29800	6600	23200	527	33	1800	2360	1,40	100	0	2327
Pindo 07	0,0037	710	299	132,3	578	1448	47400	9900	37500	527	140	2700	3367	4,16	100	0	3227
Pindo 09	0,0027	904	1124	481,1	423	1049	27852	4092	23760	218	65	968	1251	5,20	100	0	1186
Pindo 11	0,0039	711	291	129,7	581	1414	33800	17160	16640	626	66	1480	2172	3,04	100	0	2106
Pindo 13	0,004	597	325	134,3	463	1131	32256	25344	6912	1542	28	432	2002	1,40	100	0	1974
Pindo 14	0,0025	1016	231	101,8	914	2232	89760	26928	62832	920	156	2584	3660	4,26	100	0	3504
Pindo Este 1	0,0034	769	209	86,96	682	1713	24320	13760	10560	278	35	480	793	4,41	100	0	758

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 49 CÁLCULOS DEL REDISEÑO DE BES

REDISEÑO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE															
Pozo	free gas 1er stage	TMPF	Comp Sp Gr	Hd	Fr/1000	Fr	Pd	TDH	Modelo	Eficie Bom	Head/etapa	BHP/etapa	#etapa	BHP	
	%	bbs/día		LN (FT)		FT	FT	FT		%	FT	HP		HP	
Palanda 02	0,00	536918	0,952	4975	9	87	1159	6221	GC1600	63,35	42,4	0,79	147	111	
Palanda 04	0,00	242084	0,826	8652	3	29	651	9332	FC925	63,39	26,1	0,26	358	77	
Primavera 1	0,00	140693	0,842	7918	1	10	83	8011	FC650	53,31	51,7	0,21	155	27	
Yuca Sur 01	0,00	1E+06	1,034	4279	39	363	441	5083	E127	71,96	40,53	0,21	125	27	
Yuca Sur 04	4,95	105949	0,641	8224	1	10	739	8973	FC650	54,62	29,52	0,21	304	41	
Yuca Sur 12	0,00	274247	0,751	7999	4	39	1710	9748	F35	63,07	39,9	0,49	244	90	
Yuca Sur 14	3,67	244120	0,785	7918	3	30	1045	8993	FC925	64,02	23,44	0,26	384	78	
Yuca Sur 19	6,72	218059	0,600	9188	4	39	790	10017	GC1600	63,57	43,48	0,79	230	109	
Pindo 05	0,00	177580	0,459	4008	4	28	848	4884	F35	63,91	38,68	0,5	126	29	
Pindo 06	0,00	721699	0,873	6455	18	160	352	6967	GC2200	69,85	45,14	1,13	154	152	
Pindo 07	0,00	1E+06	0,904	8201	35	338	425	8964	E127	71,7	40,94	1,46	219	289	
Pindo 09	0,00	384969	0,878	7833	6	53	291	8177	F35	64,7	32,13	0,49	254	109	
Pindo 11	0,00	713439	0,938	8203	15	143	821	9167	GC2200	69,99	47,15	1,1	194	200	
Pindo 13	0,00	413109	0,589	8356	13	123	923	9402	GC2200	69,95	49,16	1,06	191	119	
Pindo 14	0,00	1E+06	0,942	7281	41	390	474	8145	E127	72,34	39,91	1,49	204	286	
Pindo Este 1	0,00	276388	0,995	7241	2	18	805	8064	H27	63,31	23,6	0,23	342	78	

Elaborado por: Israel Jara R.

Como conclusión del rediseño de las Bombas Electricas sumergibles se determino que de acuerdo a las propiedades físicas de los fluidos y a los requerimientos de los reservorios, debido a hay pozos necesitan de un modelo de bomba diferente a los que se encuentran actualmente instalados, a continuación se muestra en la tabla 2.50 un resumen de los pozos con el modelo de bomba actualmente instalado y el modelo de bomba resultante del rediseño.

TABLA 2. 50 MODELOS DE BOMBAS DEL REDISEÑO

Pozo	Modelo actual	Rediseño
Palanda 02	J61	GC1600
Palanda 04	FC925	FC925
Primavera 1	FC650	FC650
Yuca Sur 01	GC2200	E127
Yuca Sur 04	FC650	FC650
Yuca Sur 12	GC1200	F35
Yuca Sur 14	FC925	FC925
Yuca Sur 19	FC925	GC1600
Pindo 05	FC4300	F35
Pindo 06	E127	GC2200
Pindo 07	E127	E127
Pindo 09	G48	F35
Pindo 11	GC2200	GC2200
Pindo 13	GC2200	GC2200
Pindo 14	T100	E127
Pindo Este 1	FC650	H27

Elaborado por:Israel Jara

Como se indica en la tabla 2.50 a los pozos Palanda 2, Yuca Sur 1, Yuca Sur 4, Yuca Sur 12, Yuca Sur 14, Yuca Sur 19, Pindo 5, Pindo 6, Pindo 9, Pindo 14 y Pindom este 1, es decir 11 de los 17 pozos seleccionados requieren de un modelo diferente de Bomba Electrosumergible.

2.4.4. DISEÑO DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

2.4.4.1. Parámetros de comparación entre los tipos de bombas y sistemas de levantamiento

En las tablas 2.51 y 2.52 se describen los parámetros de funcionamiento entre diferentes sistemas de levantamiento artificial y la comparación entre las bombas hidráulicas pistón y Jet.

TABLA 2. 51 PARÁMETROS DE COMPARACIÓN ENTRE TIPOS DE BOMBAS HIDRÁULICAS

CONDICIONES LIMITANTES DE OPERACIÓN	PISTÓN	JET
Baja presión de entrada a la bomba	Sí	No
Mala calidad de fluido motriz	Sí	Sí
Grandes volúmenes Bomba tipo E	No	Sí
Alta relación Gas – Petróleo (GOR)	No	Sí
Alta corrosión	No	Sí
Utilización de agua como fluido motriz	No	Sí
Ahorro de potencia (HP) en superficie	Sí	No
Pozos profundos	Sí	Sí
Restricción de producción	Sí	Sí
Bajo costo de operación	No	Sí

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 52 COMPARACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

	BOMBEO DE BALANCÍN	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	BOMBEO HIDRÁULICO JET
Longitud de tubería	<6500 pies	<13000 pies <	<18000 pies
Longitud de varillas de succión	6500 pies	ninguno	ninguno
Bomba en el fondo del pozo	Varilla	centrífuga	Ninguno
Sellos de cabeza de pozos especiales	Sí	Sí	No
Bombas de fondo con partes móviles	Sí	Sí	No
Desgaste mecánico de las bombas de fondo	Sí	Sí	No
Tiempo de vida de las bombas de fondo	+/- año	+/- 2 años	+/- 3 años solo sello se cambia
Tiempo de vida del equipo superficial: Unidad de bombeo de balancín, Generador y Bomba triplex	10 años	10 años	10 años
Frecuencia de remplazo de la tubería	1 año	4 -5 años	8 – 10 años
Número de visitas para servicio y pulling en el pozo.	2 – 3 por año	1 por año	No requiere
Línea del fluido motriz a la cabeza del pozo	No	No	Sí
Completación casing packer requerida	No	No	Sí
Anclaje del tubing requerido	Sí	No	No
Tanque de fluido motriz requerido	No	No	Sí
Sistema de limpieza del fluido motriz requerido	No	No	Sí
Bomba reforzada de fluido motriz requerida	No	No	Sí
Método de corrida de bomba de fondo de pozo	RIG	RIG	Hidráulico
GOR-SCF/BBL	Ventilación de gas	< 2000	< 3000

Fuente: tomado del Estudio del Sistema de Bombeo Hidráulico en el campo Shushufindi, 2011

2.4.4.2. DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

2.4.4.2.1. Generalidades

El Bombeo Tipo Jet es un sistema artificial de producción especial, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de la transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

2.4.4.2.2. Principio de funcionamiento

La figura 2.73 representa el desplazamiento dinámico de la bomba jet que difiere del funcionamiento de la bomba pistón, en que este sistema incrementa la presión del fluido bombeado a través de una boquilla. El fluido motriz ingresa al tope de la bomba desde el tubing de inyección, luego este fluido motriz es acelerado a través de la boquilla y mezclado con el fluido producido en la garganta de la bomba. Mientras los fluidos son mezclados, el momento del fluido motriz es parcialmente transferido a los fluidos producidos y se incrementa su energía cinética.

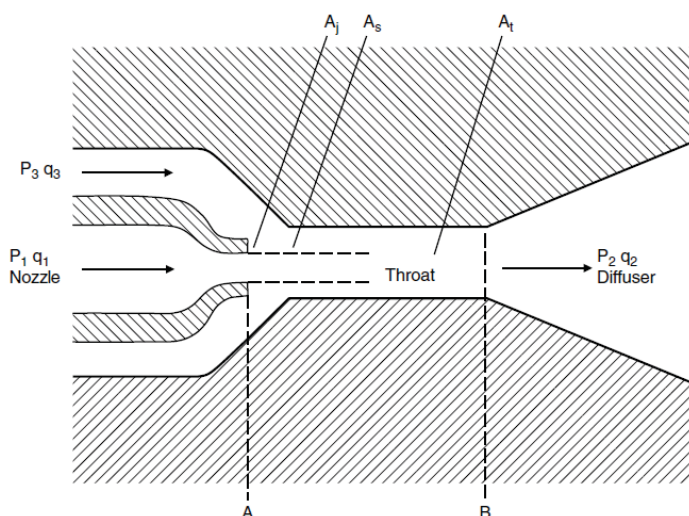


FIGURA 2. 73 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA JET

Fuente: tomado de Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, 2007

En la figura 2.78

$P_2 = \frac{1}{4}$ de la presión de descarga, psia

$q_2 = q_1 + q_3$, rata del fluido total, bbl/day

P_3 = presión de intake, psia

q_3 = rata del fluido producido (intake), bbl/day

A_j = área de la boquilla jet, in.2

A_s = área neta de la garganta, in.2

A_t = area total garganta, in.2.

2.4.4.2.3. Sistema de bombeo tipo jet

La bomba Jet es el componente principal de la completación de fondo, estas bombas básicamente son de circulación estándar y circulación inversa. En una bomba con circulación estándar el fluido motriz es inyectado por la tubería de producción y se produce por el espacio anular Tubing - Casing, mientras que, en circulación inversa la inyección se da por el espacio anular y la producción se realiza por el Tubing. Véase la figura 2.74.

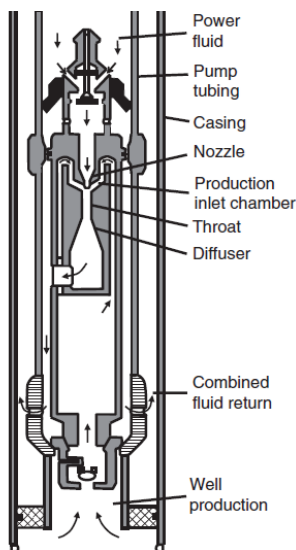


FIGURA 2. 74 PARTES DE LA BOMBA JET

Fuente: tomado de Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, 2007

2.4.4.2.4. Ecuaciones de diseño

Cada uno de los fabricantes de bombas Jet ofrecen una gran cantidad de tamaños de boquillas y gargantas (5 o más para cada boquilla), por lo que no es posible una estandarización de tamaños y curvas de comportamiento entre los proveedores. Debido a esto se necesita una representación matemática unificada que pueda resolver estos problemas.

Un primer trabajo fue presentado por Gosline y O' Brien; posteriormente este fue desarrollado por Cunningham, de esto es posible escribir un conjunto de ecuaciones que describen el comportamiento de bombas geoméricamente similares. Si estas ecuaciones son escritas de forma adimensional, estas podrían ser aplicadas para todos los tamaños de bombas.

Variables utilizadas en las ecuaciones de diseño

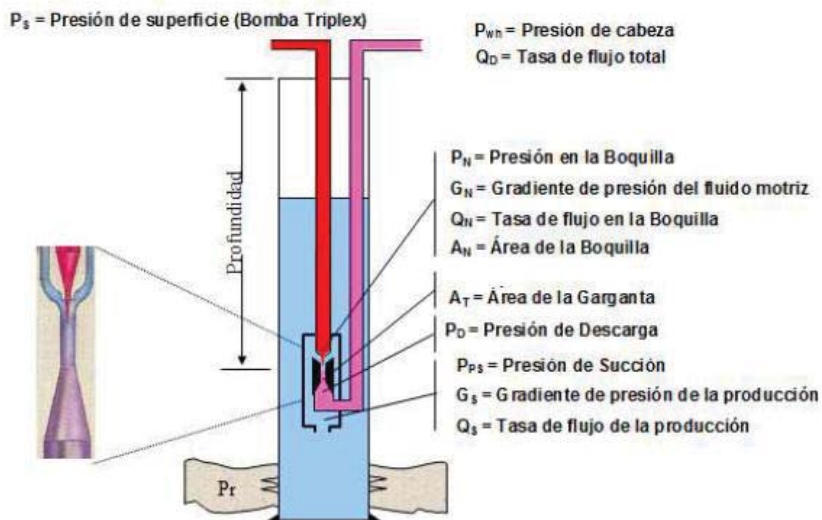


FIGURA 2. 75 VARIABLES UTILIZADAS EN LAS ECUACIONES DE DISEÑO
Elaborado por: Israel Jara R.

Considerando las ecuaciones de la energía y del momentum para la boquilla, el espacio de succión, la garganta y el difusor; las siguientes ecuaciones pueden ser escritas con la nomenclatura de las figura 2.75.

Tasa de flujo en la Boquilla (BPD):

$$Q_N = 832 A_N \sqrt{\frac{P_N - P_{PS}}{G_N}}$$

Razón adimensional de áreas: La razón adimensional de áreas permitirá seleccionar el modelo de bomba de los catálogos de los fabricantes.

$$R = \frac{A_N}{A_T}$$

Razón adimensional de flujo másico: La razón adimensional de flujo másico es un parámetro que se requiere para determinar la eficiencia de la bomba

$$M = \frac{Q_S G_S}{Q_N G_N}$$

Razón adimensional de presión: La razón adimensional de presión es un parámetro que permitirá calcular la eficiencia de la bomba

$$N = \frac{(P_D - P_{PS})}{(P_N - P_D)}$$

$$N = \frac{2R + \left[\frac{(1 - 2R)M^2 R^2}{(1 - R)^2} \right] - (1 + K_{TD})R^2(1 + M)^2}{(1 + K_N) - (\text{Numerador})}$$

Eficiencia:

$$E_{FF} = N \times M = \frac{(P_D - P_{PS})(Q_S G_S)}{(P_N - P_D)(Q_N G_N)}$$

Área mínima para evitar la cavitación:

$$A_{SM} = \frac{Q_S}{691 \sqrt{P_{PS}/G_S}}$$

Volumen de gas libre:

$$M = \frac{(Q_S + Q_G)G_S}{Q_N G_N}$$

Factor volumétrico total:

$$M = \frac{Q_S \left[\left(1 + 2.8 \left(\frac{GOR}{P_{PS}} \right)^{1.2} \right) (1 - W_C) + W_C \right] G_S}{Q_N G_N}$$

Además es necesario añadir un área adicional para que pase el gas por el espacio anular de la garganta, esta área se determina de la siguiente manera.

$$A_G = \frac{Q_S (1 - W_C) GOR}{24650 P_{PS}}$$

Área mínima considerando la presencia de gas:

$$A_{SM} = Q_S \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_S}{P_{PS}} + \frac{(1 - W_C) GOR}{24650 P_{PS}}} \right]$$

Donde:

P_{PS} =PIP-presión de intake, psi

2.4.4.2.5. Secuencia de cálculos para el diseño***Diseño de bombeo hidráulico tipo jet para el pozo Pindo13*****Datos de completación:**

Prof. perforaciones: 9839 ft

Nivel del fluido: 8147 ft

Prof. asentamiento: 9476 ft

Tubería de inyección: 3,5; ID=2,992 pulg

Retorno: anular Casing-Tubing

Fluido motriz: agua

Datos de producción:

Piny=2500 PSI

PIP: 546 PSI

Qdes: 1200 BFPD

Características de los fluidos:

Gf: 0,423 PSI/FT

Gn: 0,447 PSI/FT

BSW: 36%

GOR=42 PC/BLS

Cálculo del área mínima para evitar la cavitación:

$$ASM = Q_{des} \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{Gf}{PIP} + \frac{(1 - Wc)GOR}{24650 \times PIP}} \right]$$

$$ASM = 1200 * \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{0,423}{546} + \frac{(1 - 0,36) * 110}{24650 \times 546}} \right]$$

$$ASM = 0,051 \text{ in}^2$$

Se debe seleccionar de los varios fabricantes una boquilla y una garganta cuyo valor de área anular de la garganta sea mayor o igual al calculado en el paso anterior.

Para este caso se eligió la boquilla 12 de National con $As = 0,0564$ con boquilla 12 y garganta 12, la cual tiene $An = 0,0346$ y $At = 0,0910$. Véase el anexo 14.

Razón adimensional de áreas:

$$R = \frac{A_n}{A_t}$$

$$R = \frac{0,0346}{0,0910}$$

$$R = 0,3802$$

Cálculo de la presión en la boquilla:

$$P_n = P_{iny} + G_n * \text{Profase} - PF$$

$$P_n = 2500 + 0,447 * 9476 - 33$$

$$P_n = 6570 \text{ PSI}$$

Cálculo del caudal en la boquilla:

$$Q_n = 832 * A_n * \sqrt{\frac{P_n - PIP}{G_n}}$$

$$Q_n = 832 * 0,0067 * \sqrt{\frac{6570 - 546}{0,434}}$$

$$Q_n = 3396 \text{ BFPD}$$

Caudal de descarga:

$$Q_d = Q_n + Q_s$$

$$Q_d = 3396 + 1200$$

$$Q_d = 4596 \text{ BPD}$$

Cálculo del corte de agua en la descarga:

$$W_{cd} = \frac{Q_n + BSW * Q_{des}}{QD}$$

$$W_{cd} = \frac{3396 + 0,36 * 1200}{1559}$$

$$W_{cd} = 0,83$$

Cálculo del GOR en la descarga:

$$GOR_d = \frac{Q_{des}(1 - BSW)GOR}{QD(1 - W_{cd})}$$

$$\text{GORd} = \frac{1200 * (1 - 0,36) * 42}{4596 * (1 - 0,61)}$$

$$\text{GORd} = 42 \text{ SCF/bbl}$$

Viscosidad de la mezcla en la descarga:

$$\mu_d = \mu_o(1 - W_{cd}) + \mu_w W_{cd}$$

$$\mu_d = 7,25(1 - 0,67) + 1 * 0,67$$

$$\mu_d = 3,05 \text{ cstk}$$

Presión de descarga:

La presión de descarga se calculo utilizando las correlaciones de Hagedorn y Brown.

$$P_d = 3555 \text{ PSI}$$

Razón adimensional de presiones:

$$N = \frac{(P_d - P_{IP})}{(P_n - P_d)}$$

$$N = \frac{(3555 - 546)}{(6570 - 3555)}$$

$$N = 0,998$$

Razón adimensional de flujo másico:

$$M = \frac{Q_s \left[\left(1 + 2,8 \left(\frac{\text{GOR}}{\text{PIP}} \right)^{1,2} \right) (1 - W_c) + W_c \right] G_s}{Q_n G_n}$$

$$M = \frac{1200 * \left[\left(1 + 2,8 \left(\frac{42}{546} \right)^{1,2} \right) (1 - 0,36) + 0,36 \right] 0,423}{3396 * 0,447}$$

$$M = 1,079$$

Cálculo del flujo límite para evitar la cavitación:

$$Q_{sc} = Q_s * \frac{(A_t - A_n)}{ASM}$$

$$Q_{sc} = 1200 * \frac{(0,0910 - 0,0346)}{0,051}$$

$$Q_{sc} = 1334 \text{ BPD}$$

Potencia requerida por la bomba superficial:

- Se asume un 90% de eficiencia para la bomba triplex.
- Seleccione una bomba triplex o multiplex con una potencia igual o mayor a la potencia requerida.

$$HP_{sup} = 1.7 \times 10^{-5} Q_n P_{iny}$$

$$HP_{sup} = (1.7 \times 10^{-5} \times 759 \times 2500) \times 0,9$$

$$HP_{sup} = 1298,78 \text{ HP}$$

Resultados del diseño de bombeo hidráulico tipo jet para el pozo Pindo13

Dimensiones:

Fabricante: National, boquilla 12, A

Área anular de la garganta (A_s): 0,0564 pulg²

Fabricante: National

Garganta (A_t): 0,0910 pulg²

Boquilla (A_n): 0,0346 pulg²

Resultados:

Área mínima para evitar la cavitación (ASM): 0,051 pulg²

Presión en la boquilla (P_n): 6570 PSI

Caudal en la boquilla (Q_n): 3396 BPD

Corte de agua en la descarga (W_{cd}): 83%

GOR en la descarga (GOR_d): 42 scf/bls

Viscosidad de la mezcla en la descarga (μ d): 2,04 cstk

Razón adimensional de presiones (N): 0,998

Razón adimensional de flujo másico (M): 1,079

Presión en la descarga (Pd): 3555 PSI

Caudal en la descarga (Qd): 4596 BPD

2.4.4.3. DISEÑO DE BOMBEO HIDRÁULICO TIPO PISTÓN

2.4.4.3.1. Generalidades

El sistema de bombeo hidráulico tipo pistón pueden levantar grandes volúmenes de líquido desde grandes profundidades por y bajas presiones; los pozos de menor diámetro presentan mínimos problemas. Se puede utilizar gas natural y electricidad como recursos energéticos. Este sistema es aplicable también a múltiples completaciones y operaciones costa fuera. La mayor desventaja es que los sistemas con petróleo como fluido motriz pueden causar incendios.

2.4.4.3.2. Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento consiste en un motor con un pistón reciprocante movido por fluido motriz a través de un pequeño conducto al pistón de la bomba. Este sistema es de doble actuación, así: el fluido es desplazado desde la bomba al upstroke y al downstroke. Se inyecta el fluido motriz desde la superficie por un tubing y regresa a la superficie por otro tubing (sistema cerrado) o mezclado con el fluido de producción (sistema abierto). Debido a que la bomba y el pistón están directamente conectados, las tasas de fluido volumétrico en la bomba y el motor son expresadas a través de la siguiente ecuación.

$$q_{\text{pump}} = q_{\text{eng}} \frac{A_{\text{pump}}}{A_{\text{eng}}}$$

2.4.4.3.3. Sistema de bombeo tipo pistón

La bomba de producción en el fondo del pozo es el elemento principal de un sistema de Bombeo Hidráulico. Un esquema de la bomba tipo pistón y su funcionamiento tanto en la carrera ascendente como descendente se indica en la figura 2.76. Actualmente se utilizan varios diseños de bombas hidráulicas, sin embargo todas estas tienen el mismo principio operativo y cada fabricante ha construido su propio diseño particular. No obstante, dos diseños son los generalmente utilizados:

- Bomba de acción simple, esta desplaza el fluido en un solo sentido, sea en la carrera ascendente o descendente.
- Bomba de acción doble, se desplaza el fluido tanto en la carrera descendente como en la ascendente.

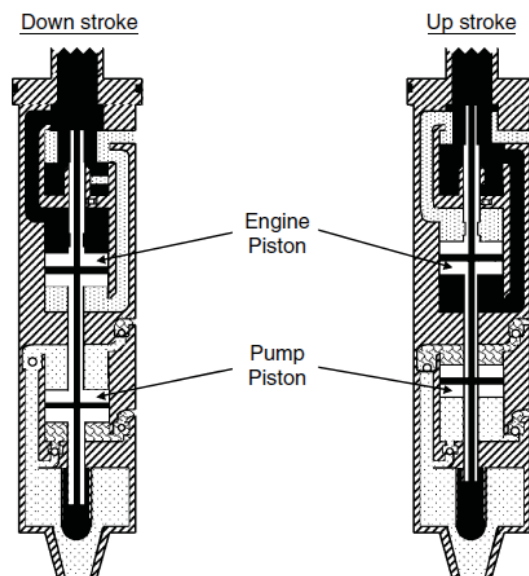


FIGURA 2. 76 SECCIÓN TRANSVERSAL BOMBA PISTÓN

Fuente: tomado de Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, 2007

2.4.4.3.4. Consideraciones de diseño

Cuando se requiere diseñar una instalación de bombeo hidráulico es necesario efectuar lo siguiente:

- ♣ Decidir qué sistema de inyección se utilizará: cerrado o abierto; tipo de fluido motriz: petróleo o agua.
- ♣ Decidir si se ventea el gas por el anular, o a su vez este pasa por la bomba.
- ♣ Escoger el mejor arreglo de tuberías, tanto de inyección, producción y descarga.
- ♣ Seleccionar la mejor bomba de fondo que encaje en la tubería de producción, y sea capaz de cumplir con los requerimientos del pozo.
- ♣ Elegir si se utilizará una planta central de inyección para todos los pozos, o se aplicará un sistema de inyección individual.
- ♣ Escoger la mejor bomba superficial para la inyección de fluido motriz.
- ♣ Seleccionar la unidad de procesamiento de fluido motriz más adecuada.

2.4.4.3.5. Ecuaciones de diseño

Correlación para determinar la Eficiencia Volumétrica:

$$E_p = \left[\frac{1}{W_c + (1 - W_c)B_t} \right]$$

E_p = Eficiencia de la bomba, fracción

W_c = corte de agua, fracción

B_t = factor volumétrico, BL/BF

Correlación para determinar la presión de fondo fluyente de diseño:

$$P_{wfd} = 0,125 * Pr[\sqrt{81 - 80(q_{des}/q_{max})} - 1]$$

Donde:

P_{wfd} = presión de fondo fluyente de diseño

q_{des} = caudal deseado

Correlación del levantamiento Neto:

$$LN = Prof\ dis - \frac{PIP}{Gf}$$

Donde:

LN = levantamiento neto

Gf = gradiente del fluido producido

Relación entre el área de la bomba y el motor:

$$\frac{P}{E} = \frac{10000}{LN}$$

Caudal en el punto de succión:

$$Q_{ls} = Q_{des} * Bt$$

Caudal de diseño de la bomba:

$$Q_{pd} = \frac{Q_{ls}}{E_p/(N/N_{max})}$$

Donde:

Q_{ls} = caudal en el punto de succión

Q_{pd} = caudal de diseño de la bomba

N/N_{max} = rata de velocidad de la bomba

El siguiente paso consiste en seleccionar de los catálogos de los fabricantes una bomba para el diámetro interno de la tubería tubing que sea adecuada para el caudal de diseño Q_{pd} y que la relación P/E del catálogo no sea mayor que la relación P/E calculada, adicionalmente se debe obtener los

siguientes valores del catálogo que permitirán continuar con los cálculos. En el anexo 15 se describen las especificaciones de las bombas hidráulicas tipo pistón.

Relación Motor Bomba: pump P/E

Rata máxima en la bomba en BPD: $Q_{p,max}$

Rata máxima en el motor en BPD: $Q_{e,max}$

Máxima velocidad de la bomba en SPM: N_{max}

Desplazamiento de la bomba por strokes/min:

$$q'_p = Q_{p,max}/N_{max}$$

Desplazamiento del motor por strokes/min:

$$q'_e = Q_{e,max}/N_{max}$$

Velocidad de la bomba:

$$N = N_{max} * (N/N_{max})$$

Caudal del fluido motriz:

$$q_{pf} = Q_{e,max} * (N/N_{max})/E_{fmotor}$$

Caudal de retorno:

$$Q_{tot} = q_{pf} + Q_{ls}$$

Correlación para determinar la fricción en la bomba:

La fricción inducida en la bomba produce una pérdida de presión (F_{pump}), que depende del tipo de bomba, velocidad de bombeo, y de la viscosidad del fluido motriz. Este valor puede ser estimado con la siguiente ecuación empírica:

$$F_{\text{pump}} = 50 * \gamma_f (0,99 + 0,01 * \vartheta_{pf}) (7,1 * \text{EXP}^{B * q_{\text{tot}}})^{N/N_{\text{max}}}$$

Donde:

γ_f = gravedad específica del líquido producido

ϑ_{pf} = viscosidad del fluido motriz, cstk

q_{tot} = caudal de retorno

N/N_{max} = rata de velocidad de la bomba

Constante B:

$\frac{1}{4}$ 0:000514 for 23/8 -in. tubing

$\frac{1}{4}$ 0:000278 for 27/8 -in. tubing

$\frac{1}{4}$ 0:000167 for 31/2 -in. tubing

$\frac{1}{4}$ 0:000078 for 41/2 -in. tubing.

Correlación para determinar la presión requerida en el motor:

$$P_{\text{eng}, i} = P_{\text{eng}, d} + (P_{\text{pump}, d} - P_{\text{IP}}) * \text{PumpP/E} + F_{\text{pump}}$$

Cálculo de la presión requerida en superficie:

$$P_{\text{so}} = P_{\text{eng}, i} - \Delta P_{\text{inj}}$$

Potencia requerida en superficie: La potencia de la bomba es proporcional a las presiones que actúan sobre ésta, como a la tasa de fluido que manejan. La ecuación que permite estimar la potencia requerida por la bomba superficial se describe a continuación.

$$HP_{\text{so}} = 1,7 \times 10^{-5} \frac{q_{pf} P_{\text{so}}}{E_s}$$

Donde:

HP_{so} = potencia de la bomba superficial

q_{pf} = caudal del fluido motriz

P_{so} = presión requerida en superficie

E_s = eficiencia de la bomba superficial

2.4.4.3.6. Secuencia de cálculos para el diseño

Diseño de bombeo hidráulico tipo pistón para el pozo Yuca Sur 14

Datos de completación:

Prof. perforaciones: 9940 ft

Prof. asentamiento: 9841 ft

Tubería de inyección: 3,5 pulg; ID=2,992 pulg

Retorno: anular Casing-Tubing

Fluido motriz: agua

Circuito de fluido motriz: abierto

Datos de Producción:

Ef bomba superficial: 85%

Ef motor: 90%

Ef bomba: 85%

N/Nmax: 80%

Qdes: 700 BFPD

Qmax: 1192 BFPD

Pr: 1600 PSI

Pwh: 350 PSI

Datos de Fluidos:

γ_f : 0,985

BSW: 70%

Bt: 1,355 bbl/STB

Gf: 0,427 PSI/FT

Giny: 0,444 PSI/FT

Constante B: 0,000167

Cálculo de la eficiencia volumétrica:

$$E_p = \left[\frac{1}{W_c + (1 - W_c)Bt} \right]$$

$$E_p = \left[\frac{1}{0,7 + (1 - 0,7) \times 1,355} \right]$$

$$E_p = 0,9$$

Cálculo de la presión de fondo fluyente de diseño:

$$P_{wfd} = 0,125 * Pr \left[\sqrt{81 - 80(q_{des}/q_{max})} - 1 \right]$$

$$P_{wfd} = 0,125 * 1600 * \left[\sqrt{81 - 80(700/1192)} - 1 \right]$$

$$P_{wfd} = 967 \text{ PSI}$$

Cálculo de la presión de intake:

$$PIP = P_{wfd} - ((Prof \text{ dis} - Prof \text{ asen}) * G_f)$$

$$PIP = 967 - ((9940 - 9841) * 0,427)$$

$$PIP = 924 \text{ PSI}$$

Cálculo del levantamiento Neto:

$$LN = Prof \text{ dis} - \frac{PIP}{G_f}$$

$$LN = 9940 - \frac{924}{0,427}$$

$$LN = 7676 \text{ ft}$$

Cálculo de la relación entre el área de la bomba y el motor:

$$\frac{P}{E} = \frac{10000}{LN}$$

$$\frac{P}{E} = \frac{10000}{7676}$$

$$\frac{P}{E} = 1,303$$

Cálculo del caudal en el punto de succión:

$$\begin{aligned}
 Q_{ls} &= Q_{des} * B_t \\
 Q_{ls} &= 700 * 1,355 \\
 Q_{ls} &= 949
 \end{aligned}$$

Cálculo del caudal de diseño de la bomba:

$$\begin{aligned}
 Q_{pd} &= Q_{ls}/E_p/(N/N_{max}) \\
 Q_{pd} &= 949/0,9/(0,8) \\
 Q_{pd} &= 1312 \text{ BPD}
 \end{aligned}$$

Una vez calculados los valores de Q_{pd} y P/E , se seleccionó de la literatura de las bombas de la marca KOBE, una bomba para el diámetro interno de 2,992 in, que cumpla con los requerimientos de caudal y que la relación P/E del catálogo, no sea mayor al P/E calculado, para este caso se seleccionó la bomba tipo A, de dimensiones: 3x1 3/4-13/4X1 1/2, de la cual se obtuvieron los siguientes datos:

Pump P/E : 1,351

$Q_{p,max}$: 1642 BFPD

$Q_{e,max}$: 1233 BFPD

N_{max} : 87 SPM

Cálculo del desplazamiento de la bomba por strokes/min:

$$\begin{aligned}
 q'_p &= Q_{p,max}/N_{max} \\
 q'_p &= 1642/87 \\
 q'_p &= 18,87 \text{ BPD/SPM}
 \end{aligned}$$

Cálculo del desplazamiento del motor por strokes/min:

$$\begin{aligned}
 q'_e &= Q_{e,max}/N_{max} \\
 q'_e &= 1233/87 \\
 q'_e &= 14,17 \text{ BPD/SPM}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la velocidad de la bomba:

$$\begin{aligned}
 N &= N_{\max} * (N/N_{\max}) \\
 N &= 87 * (0,8) \\
 N &= 69,6 \text{ SPM}
 \end{aligned}$$

Cálculo del caudal del fluido motriz:

$$\begin{aligned}
 q_{pf} &= Q_{e, \max} * (N/N_{\max}) / E_{\text{fmotor}} \\
 q_{pf} &= 1096 * (0,8) / 0,9 \\
 q_{pf} &= 1096 \text{ BPD}
 \end{aligned}$$

Cálculo del caudal de retorno:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{tot}} &= q_{pf} + Q_{\text{ls}} \\
 Q_{\text{tot}} &= 1096 + 949 \\
 Q_{\text{tot}} &= 2045 \text{ BPD}
 \end{aligned}$$

Presión de descarga en la bomba:

Se determino la presión de descarga de la bomba utilizando las correlaciones de Hagedorn y Brown.

$$P_{\text{pump, d}} = 3689 \text{ PSI}$$

Presión de descarga en el motor:

Para sistema de operación abierto se tiene que la presión de descarga de la bomba es igual a la presión de descarga del motor

$$\begin{aligned}
 P_{\text{eng, d}} &= P_{\text{pump, d}} \\
 P_{\text{eng, d}} &= 3689 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la fricción en la bomba:

$$\begin{aligned}
 F_{\text{pump}} &= 50 * \gamma_f (0,99 + 0,01 * \vartheta_{pf}) (7,1 * \text{EXP}^{B * q_{\text{tot}}})^{N/N_{\max}} \\
 F_{\text{pump}} &= 50 * 0,985 * (0,99 + 0,01 * 2,66) (7,1 * \text{EXP}^{0,000167 * 2045})^{0,8} \\
 F_{\text{pump}} &= 451 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la presión requerida en el motor:

$$\begin{aligned}
 P_{eng,i} &= P_{eng,d} + (P_{pump,d} - P_{IP}) * PumpP/E + F_{pump} \\
 P_{eng,i} &= 3689 + (3689 - 924) * 1,351 + 451 \\
 P_{eng,i} &= 7875 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la presión hidrostática del fluido motriz a la profundidad de asentamiento:

$$\begin{aligned}
 P_h &= Prof_{ase} * G_{iny} \\
 P_h &= 9841 * 0,444 \\
 P_h &= 4374 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Gradiente de presión por fricción del fluido motriz a la profundidad de asentamiento:

El gradiente de presión por fricción se determinó utilizando las correlaciones de HagedornBrown.

$$\frac{dp}{dz} = 0,3769 \text{ PSI/FT}$$

Pérdidas de presión por fricción:

$$\begin{aligned}
 PF &= 0,3769 \frac{\text{PSI}}{\text{ft}} * 9841 \text{ ft} \\
 PF &= 3710 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la variación de presión desde la superficie hasta la profundidad de asentamiento:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{iny} &= P_{potencial} - P_{fricción} \\
 \Delta P_{iny} &= 7211 - 3710 \\
 \Delta P_{iny} &= 3501 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la requerida en superficie:

$$\begin{aligned}
 P_{so} &= P_{eng,i} - \Delta P_{inj} \\
 P_{so} &= 7863 - 3710 \\
 P_{so} &= 4374
 \end{aligned}$$

Cálculo de la potencia requerida en superficie:

$$HP_{so} = 1,7 \times 10^{-5} \frac{q_{pf} P_{so}}{E_s}$$

$$HP_{so} = 1,7 \times 10^{-5} \frac{1096 * 4374}{0,85}$$

$$HP_{so} = 95,88 \text{ hp}$$

***Resultados del diseño de bombeo hidráulico tipo pistón para el pozo
Yuca Sur 14***

Especificaciones de la bomba:

Fabricante: Kobe

Tipo: "A" 3x1 3/4-13/4X1 1/2; para ID= 2,992 pulg

Relación motor bomba (Pump P/E): 1,351

Desplazamiento de la bomba (Qp,max): 1642 BFPD

Desplazamiento del motor (Qe,max): 1233 BFPD

Máxima velocidad de régimen (Nmax): 87 SPM

Resultados:

Presión de fondo fluyente de diseño: 967 PSI

Levantamiento Neto (LN): 7676 FT

Caudal en la succión (Qls): 949 BFPD

Caudal de petróleo producido: 285 BPPD

Velocidad de la bomba (N): 69,6 SPM

Caudal del fluido motriz (qpf): 1096 BAPD

Causal total de retorno (Qtot): 2045 BFPD

Presión de descarga en la bomba (Ppump,d): 3689 PSI

Presión de descarga en el motor (Peng,d): 3689 PSI

Fricción en la bomba (Fpump): 451 PSI

Presión requerida en el motor ($P_{eng,i}$): 7875 PSI

Perdidas de presión del fluido motriz en el tubing: 0,3769 PSI/FT

Presión requerida en superficie (P_{so}): 4374 PSI

Potencia de la bomba superficial (HP_{so}): 96 Hp

Diseño de bombeo hidráulico tipo pistón para el pozo Yuca Sur 19

Datos de completación:

Prof. perforaciones: 9986 ft

Prof. asentamiento: 9865 ft

Tubería de inyección: 3,5; ID=2,992 pulg

Retorno: anular Casing-Tubing

Fluido motriz: agua

Circuito de fluido motriz: abierto

Datos de Producción:

Ef bomba superficial: 85%

Ef motor: 90%

Ef bomba: 85%

N/Nmax: 80%

Qdes: 500 BFPD

Qmax: 757 BFPD

Pr: 2062 PSI

Pwh: 150 PSI

Datos de Fluidos:

γ_f : 0,941

BSW: 38%

Bt: 1,395 bbl/STB

Gf: 0,408 PSI/FT

Giny: 0,444 PSI/FT

Constante B: 0,000167

Cálculo de la eficiencia volumétrica:

$$E_p = \left[\frac{1}{W_c + (1 - W_c)Bt} \right]$$

$$E_p = \left[\frac{1}{0,38 + (1 - 0,38) \times 1,395} \right]$$

$$E_p = 0,8$$

Cálculo de la presión de fondo fluyente de diseño:

$$P_{wfd} = 0,125 * Pr \left[\sqrt{81 - 80(q_{des}/q_{max})} - 1 \right]$$

$$P_{wfd} = 0,125 * 2062 * \left[\sqrt{81 - 80(500/757)} - 1 \right]$$

$$P_{wfd} = 1110 \text{ PSI}$$

Cálculo de la presión de intake:

$$PIP = P_{wfd} - ((Prof \text{ dis} - Prof \text{ asen}) * Gf)$$

$$PIP = 1061 - ((9986 - 9865) * 0,408)$$

$$PIP = 1061 \text{ PSI}$$

Cálculo del levantamiento Neto:

$$LN = Prof \text{ dis} - \frac{PIP}{Gf}$$

$$LN = 9986 - \frac{1061}{0,408}$$

$$LN = 7265 \text{ ft}$$

Cálculo de la relación entre el área de la bomba y el motor:

$$\frac{P}{E} = \frac{10000}{LN}$$

$$\frac{P}{E} = \frac{10000}{7265}$$

$$\frac{P}{E} = 1,376$$

Cálculo del caudal en el punto de succión:

$$\begin{aligned}
 Q_{ls} &= Q_{des} * B_t \\
 Q_{ls} &= 500 * 1,395 \\
 Q_{ls} &= 698 \text{ BPD}
 \end{aligned}$$

Cálculo del caudal de diseño de la bomba:

$$\begin{aligned}
 Q_{pd} &= Q_{ls}/E_p/(N/N_{max}) \\
 Q_{pd} &= 698/0,9/(0,8) \\
 Q_{pd} &= 1085 \text{ BPD}
 \end{aligned}$$

Una vez calculados los valores de Q_{pd} y P/E , se seleccionó de la literatura de las bombas de la marca KOBE, una bomba para el diámetro interno de 2,992 in, que cumpla con los requerimientos de caudal y que la relación P/E del catálogo, no sea mayor al P/E calculado, para este caso se seleccionó la bomba tipo A, de dimensiones: 3x1 1/2-1 3/4, de la cual se obtuvieron los siguientes datos:

Pump P/E : 1,48

$Q_{p,max}$: 1218 BFPD

$Q_{e,max}$: 836 BFPD

N_{max} : 87 SPM

Cálculo del desplazamiento de la bomba por strokes/min:

$$\begin{aligned}
 q'_p &= Q_{p,max}/N_{max} \\
 q'_p &= 1218/87 \\
 q'_p &= 14,00 \text{ BPD/SPM}
 \end{aligned}$$

Cálculo del desplazamiento del motor por strokes/min:

$$\begin{aligned}
 q'_e &= Q_{e,max}/N_{max} \\
 q'_e &= 836/87 \\
 q'_e &= 9,61 \text{ BPD/SPM}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la velocidad de la bomba:

$$\begin{aligned}
 N &= N_{\max} * (N/N_{\max}) \\
 N &= 87 * (0,8) \\
 N &= 69,6 \text{ SPM}
 \end{aligned}$$

Cálculo del caudal del fluido motriz:

$$\begin{aligned}
 q_{pf} &= Q_{e, \max} * (N/N_{\max}) / E_{\text{motor}} \\
 q_{pf} &= 836 * (0,8) / 0,9 \\
 q_{pf} &= 743 \text{ BPD}
 \end{aligned}$$

Cálculo del caudal de retorno:

$$\begin{aligned}
 Q_{\text{tot}} &= q_{pf} + Q_{ls} \\
 Q_{\text{tot}} &= 743 + 698 \\
 Q_{\text{tot}} &= 1441 \text{ BPD}
 \end{aligned}$$

Presión de descarga en la bomba:

Se determino la presión de descarga de la bomba utilizando las correlaciones de HagedornBrown.

$$P_{\text{pump}, d} = 2691 \text{ PSI}$$

Presión de descarga en el motor:

Para sistema de operación abierto se tiene que la presión de descarga de la bomba es igual a la presión de descarga del motor

$$\begin{aligned}
 P_{\text{eng}, d} &= P_{\text{pump}, d} \\
 P_{\text{eng}, d} &= 2691 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la fricción en la bomba:

$$\begin{aligned}
 F_{\text{pump}} &= 50 * \gamma f(0,99 + 0,01 * \vartheta_{pf}) (7,1 * \text{EXP}^{B * q_{\text{tot}}})^{N/N_{\max}} \\
 F_{\text{pump}} &= 50 * 0,941 * (0,99 + 0,01 * 2,66) (7,1 * \text{EXP}^{0,000167 * 1441})^{0,8} \\
 F_{\text{pump}} &= 357 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la presión requerida en el motor:

$$\begin{aligned}
 P_{eng,i} &= P_{eng,d} + (P_{pump,d} - P_{IP}) * PumpP/E + F_{pump} \\
 P_{eng,i} &= 2691 + (2691 - 1061) * 1,48 + 357 \text{ PSI} \\
 P_{eng,i} &= 5461 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la presión hidrostática del fluido motriz a la profundidad de asentamiento:

$$\begin{aligned}
 P_h &= Prof_{ase} * G_{iny} \\
 P_h &= 9865 * 0,444 \\
 P_h &= 4384 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Gradiente de presión por fricción del fluido motriz a la profundidad de asentamiento:

El gradiente de presión por fricción se determinó utilizando las correlaciones de Hagedorn y Brown.

$$\frac{dp}{dz} = 0,3220 \text{ PSI/FT}$$

Perdidas de presión por fricción:

$$\begin{aligned}
 PF &= 0,3220 \text{ PSI/FT} * 9865 \text{ FT} \\
 PF &= 3177 \text{ FT}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la variación de presión desde la superficie hasta la profundidad de asentamiento:

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{iny} &= P_{potencial} - P_{fricción} \\
 \Delta P_{iny} &= 4254 - 3177 \\
 \Delta P_{iny} &= 1077 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la presión requerida en superficie:

$$\begin{aligned}
 P_{so} &= P_{eng,i} - \Delta P_{inj} \\
 P_{so} &= 7863 - 1077 \\
 P_{so} &= 4384 \text{ PSI}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la potencia requerida en superficie:

$$HP_{so} = 1,7 \times 10^{-5} \frac{q_{pf} P_{so}}{E_s}$$

$$HP_{so} = 1,7 \times 10^{-5} \frac{734 * 4384}{0,85}$$

$$HP_{so} = 65,16 \text{ PSI}$$

***Resultados del diseño de la bomba hidráulico tipo pistón para el pozo
Yuca Sur 19******Especificaciones de la bomba:***

Fabricante: Kobe

Tipo: "A" 3x1 1/2-1 3/4; para ID= 2,992 pulg

Relación motor bomba (Pump P/E): 1,48

Desplazamiento de la bomba (Qp,max): 1218 BFPD

Desplazamiento del motor (Qe,max): 836 BFPD

Máxima velocidad de régimen (Nmax): 87 SPM

Resultados:

Presión de fondo fluyente de diseño: 967 PSI

Levantamiento neto: 7265 FT

Caudal en la succión (Qls): 698 BFPD

Caudal de petróleo producido: 432 BPPD

Velocidad de la bomba (N): 69,6 SPM

Caudal del fluido motriz (qpf): 743 BAPD

Causal total de retorno (Qtot): 1441 BFPD

Presión de descarga en la bomba (Ppump,d): 2691 PSI

Presión de descarga en el motor (Peng,d): 2691 PSI

Fricción en la bomba (Fpump): 357 PSI

Presión requerida en el motor ($P_{eng,i}$): 5461 PSI

Perdidas de presión del fluido motriz en el tubing: 0,3220 PSI/FT

Presión requerida en superficie (P_{so}): 4384 PSI

Potencia de la bomba superficial (HP_{so}): 65 Hp

2.4.4.4. DISEÑO DE BOMBEO MECÁNICO

2.4.4.5. Factores de diseño

Los factores de diseño a considerar el sistema de bombeo mecánico son los siguientes:

- Bomba de subsuelo
- Tasa de producción
- Manejo de sólidos
- Profundidad y sarta de varillas
- Cargas en las varillas y en la caja de engranes

2.4.4.5.1. Bomba de subsuelo

Las bombas de subsuelo pertenecen a la familia de bombas de desplazamiento positivo, del tipo reciprocante. Estas bombas son colocadas en el fondo del pozo, a profundidades que oscilan entre 200 y 7000 pies. La bomba de subsuelo es el primer elemento que se debe considerar al diseñar una instalación de bombeo mecánico para un pozo, ya que de acuerdo al tipo, tamaño y ubicación, se dimensiona el resto de los componentes del sistema.

2.4.4.5.2. Tasa de producción

En la figura 2.77 se presenta el trabajo mostrado por J.D. Clegg titulado “High-Rate Artificial Lift” en donde se observa los caudales manejados por bombeo mecánico en función de la profundidad. En él se muestra que la cantidad de fluido manejado es inversamente proporcional a la profundidad; para a 1000 pies de profundidad se estaría en capacidad de manejar hasta 4000 barriles de fluido por día; en cambio para profundidades por encima de 7000 pies, apenas manejaríamos hasta 500 barriles de fluido diario.

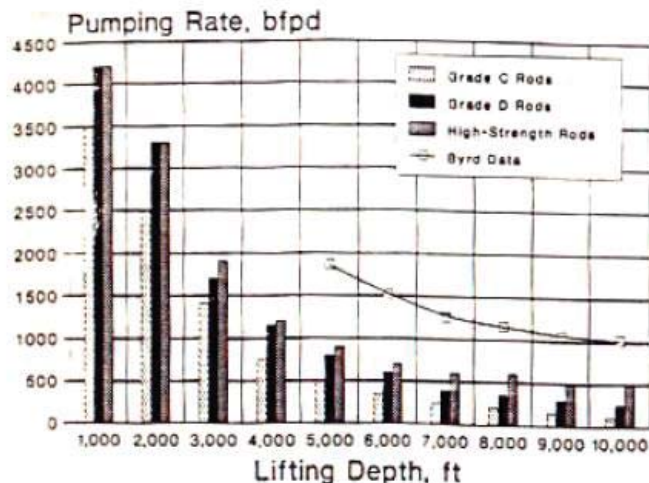


FIGURA 2. 77 CAUDAL MANEJADO EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD
Fuente: tomado de Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico CIED-PDVSA

2.4.4.5.3. Manejo de sólidos

Los sólidos pueden generar efectos indeseables en la bomba, llegando al punto de paralizar el movimiento del pistón en el barril y a su vez crear incrementos de esfuerzos en varillas y en la unidad de bombeo. Esto es debido a que la bomba de subsuelo es un conjunto de componentes metálicos en movimiento con un ajuste específico.

2.4.4.5.4. Profundidad y sarta de varillas

La sarta de varillas es el medio de transporte de la energía desde el equipo de superficie hacia la bomba de subsuelo. Por supuesto, esta transmisión de energía esta influenciada por el comportamiento de la sarta, que a su vez depende de la profundidad.

Esto hace que la sarta de varillas se comporte como un cuerpo flexible y su movimiento este influenciado por la inercia que se genera a partir del movimiento transmitido desde la unidad de bombeo. En este sentido el sistema de bombeo mecánico es sensible a la profundidad, y se debe tomar en cuenta al momento de diseñar. En la figura 2.78 se da un ejemplo de cómo influye la profundidad en los costos de inversión, a su vez con la tasa de flujo manejado. En la gráfica se observa que a medida que aumenta la profundidad los costos se incrementan, eso debido a que se tiene una sarta mas larga y a su vez se requieren de unidades de bombeo de mayor capacidad para poder manejar una sarta de mayor peso, longitud y mayor demanda hidráulica.

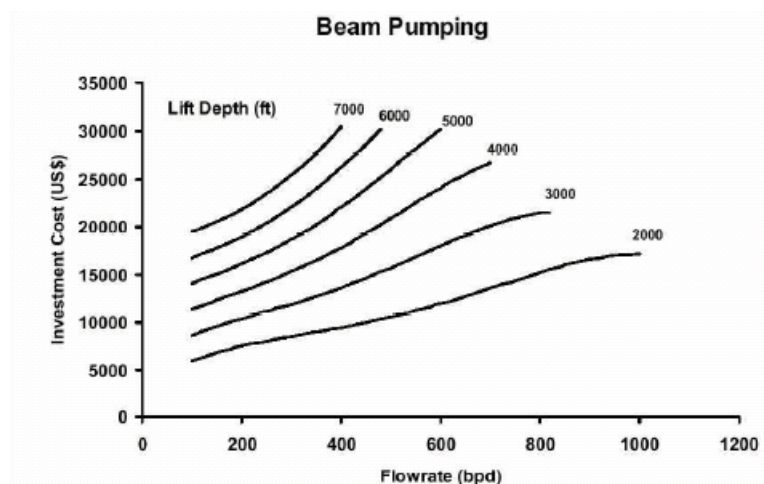


FIGURA 2. 78 COSTO DE INVERSIÓN EN FUNCIÓN DEL CAUDAL Y LA PROFUNDIDAD
Fuente: tomado de Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico CIED-PDVSA

2.4.4.5.5. Cargas en las varillas y en la caja de engranes

Estos factores darán dimensión al equipo de superficie y a la sarta de cabilla. Los mismos se calcularán a partir del potencial del pozo, la cantidad de flujo manejado y el diámetro de la bomba.

2.4.4.6. Métodos de diseño

2.4.4.6.1. Método API RP-11L

En 1954, en un intento de desarrollar métodos más precisos, un grupo de productores y fabricantes comisiona un estudio en el “Midwest Research Institute” para entender más acerca del complejo comportamiento de los sistemas de bombeo mecánico. La API publicó el resultado de este estudio en 1967 como “Recommended Practice 11L”. Desde su aparición, la API RP-11L se ha convertido en el método de diseño más popular, sin embargo, el método tiene muchas limitaciones debido a las suposiciones realizadas cuando fue desarrollado.

Este método se basó en el uso de un computador para simular las condiciones de bombeo para luego generar cartas dinagráficas de fondo y de superficie.

Estas simulaciones se hicieron bajo las siguientes consideraciones:

- Llenado completo de la bomba de subsuelo (sin interferencia de gas o golpe de fluido).
- Varillas de acero con diseño API.
- Unidades de bombeo de geometría convencional.
- Poco deslizamiento del motor.

- Unidad perfectamente balanceada.
- No debe existir grandes efectos de fricción o aceleración del fluido.
- No hay efectos por aceleración del fluido.
- Tubería de producción anclada.
- Profundidades mayores a 2000 pies.

2.4.4.6.2. Método API Modificado

Los fabricantes de las unidades de bombeos han modificado la API RP 11L para permitir el diseño con Mark II, Balanceado por Aire, entre otras unidades, y así ampliar el rango a pozos pocos profundos. Todas estas modificaciones usan constantes empíricas para modificar las ecuaciones originales.

2.4.4.6.3. Método de la ecuación de onda

Mientras se desarrollaban las Practicas Recomendadas 11L de la API, el Dr. Sam Gibbs desarrolló un método de diseño más sofisticado usando un modelo matemático basado en la ecuación de onda. Este método requiere el uso de computadoras para resolver el modelo de la ecuación de onda para una sarta de cabilla. Este método no tiene las limitaciones del API RP 11L, sin embargo, debido a su complejidad no goza de tanta popularidad como la API RP 11L. Hoy en día el uso de computadoras ha aumentado y muchas compañías de petróleo, de servicios y universidades han desarrollado sus propios métodos de solución para resolver las ecuaciones de ondas.

2.4.4.6.4. Diseño de sarta de varillas

La sarta de varillas es uno de los más importantes elementos de un sistema de bombeo mecánico, que transmite la energía desde la superficie hasta la

bomba de subsuelo, y su comportamiento puede tener un impacto fundamental en la eficiencia de levantamiento de fluidos. Por lo tanto, un diseño apropiado de sarta de varillas puede asegurar una buena condición de operación, como también reducir los costos de producción.

Cargas en las varillas

Las posibles cargas que soportan las varillas durante el ciclo de bombeo, a cualquier profundidad, pueden clasificarse en:

1. Peso de las varillas: Esta fuerza esta distribuida a lo largo de la sarta. En cada sección, esta carga es igual al peso de las varillas que se encuentran por debajo de dicha sección. Esta carga es positiva tanto en la carrera ascendente como en la descendente. De aquí en adelante, la carga es positiva si la dirección es hacia abajo.
2. Fuerzas de flotación: Esta fuerza es opuesta al peso de las varillas y es debido a la fuerza que ejerce el fluido sobre la cabilla cuando es sumergida.
3. Carga del fluido: esta fuerza es debido al fluido manejado en la carrera ascendente. Esta carga es positiva.
4. Fuerzas dinámicas: Estas cargas son el resultado de cambios de aceleración y de movimiento durante el ciclo de bombeo.
5. Fuerzas de fricción: estas fuerzas son de dos tipos, fricción por el fluido y fricción mecánica.

2.4.4.6.5. Software Echometer Qrod

QRod es un programa que obtiene una solución al amortiguamiento de la ecuación de onda, describiendo el movimiento de las sartas de varillas transmitido al pistón de la bomba. Utiliza una aproximación para el movimiento de la unidad de superficie en base a limitantes de superficie. Los resultados obtenidos incluyen cargas, tensiones, torques, potencia y desplazamiento de la bomba. El programa trata de poner las características necesarias para realizar un trabajo preciso y sin necesidad de añadir propiedades que no tienen mucha incidencia sobre el resultado que pueden resultar complejos de obtener a la hora de requerir un diseño.

2.4.4.7. Secuencia de cálculos para el diseño

Diseño de bombeo mecánico para el pozo Yuca Sur 04

Datos:

API: 25

Bo: 1,098 BY/BN

Nivel del fluido: 7977 ft

Prof. de asentamiento: 8500 ft

Q deseado: 350 BFPD

Eficiencia volumétrica: 80 %

Pwh: 200 psi

Desplazamiento de la bomba:

$$\begin{aligned}\text{desplazamiento} &= Q_{\text{des}}/E_v \\ \text{desplazamiento} &= 350/0,8 \\ \text{desplazamiento} &= 437,5 \text{ BFPD}\end{aligned}$$

Selección de la unidad API: basándose en la profundidad de asentamiento 8500 ft y en el desplazamiento de la bomba de 437 BFPD, se ingresó a la figura 2.79, estos valores cortan a la curva H y se seleccionó la unidad API 640 de 144 in.

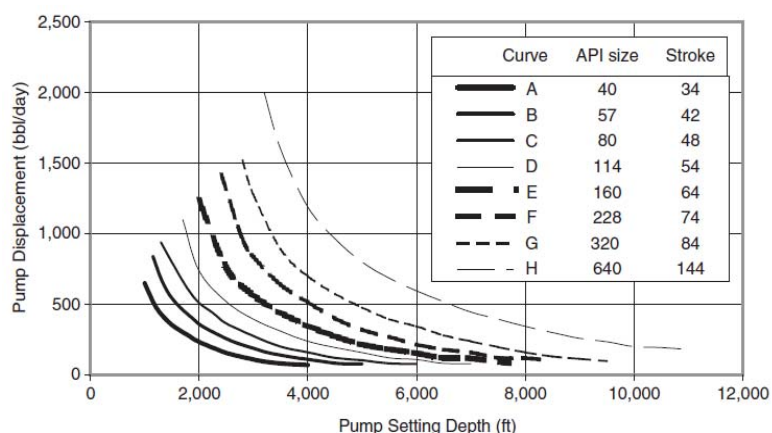


FIGURA 2. 79 SELECCIÓN DE LA UNIDAD SUCKER ROD PUMPING

Fuente: tomado de Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, 2007

Con los valores de la API size= 640 y Stroke 144 in, seleccionamos de la tabla 2.54 las dimensiones correspondientes. Para la unidad C-640D-256-144 las dimensiones están en la tabla 2.53

El primer campo del nombre de la unidad representa el tipo de unidad siendo así C para convencional, A por Air-balanced, B para beam counterbalance y M para Mark II, el segundo campo es el código para el máximo torque rating en miles de pulgadas-libras, el tercer campo es el código para PRL rating en cientos de libras y el último campo es el código para stroke longitud en pulgadas.

Entonces de la unidad C-640-365-144 se obtienen las siguientes características:

Tipo: convencional
 Peak torque rating: 640 000 in/lb
 PRL rating: 36500 lbs
 Stroke length: 144 in

TABLA 2. 53 DIMENSIONES DE LA UNIDAD C-640-365-144

A (d2):	C (d1):	I:	P (h):	H:	G:	R1:	R2:	R3:	Cs:	Factor de torque:
in	In	In	in	in	in	in	in	in	lb	
180	120,08	120	144,5	238,88	89,88	47	41	35	-650	68,45

Elaborado por: Israel Jara

TABLA 2. 54 GEOMETRÍA Y DIMENSIONES DE LA UNIDAD CONVENCIONAL API

Table 12.1 Conventional Pumping Unit API Geometry Dimensions

API Unit designation	A (in.)	C (in.)	I (in.)	P (in.)	H (in.)	G (in.)	R1, R2, R3 (in.)	Cs (lb)	Torque factor
C-912D-365-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-912D-305-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-640D-365-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-640D-305-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-456D-305-168	210	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-1,500	80.32
C-912D-427-144	180	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-650	68.82
C-912D-365-144	180	120.03	120	148.5	237.88	86.88	47, 41, 35	-650	68.82
C-640D-365-144	180	120.03	120	148.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-650	68.82
C-640D-305-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-520	68.45
C-456D-305-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-520	68.45
C-640D-256-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-400	68.45
C-456D-256-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-400	68.45
C-320D-256-144	180	120.08	120	144.5	238.88	89.88	47, 41, 35	-400	68.45
C-456D-365-120	152	120.03	120	148.5	238.88	89.88	47, 41, 35	570	58.12
C-640D-305-120	155	111.09	111	133.5	213	75	42, 36, 30	-120	57.02
C-456D-305-120	155	111.09	111	133.5	213	75	42, 36, 30	-120	57.02
C-320D-256-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	55	57.05
C-456D-256-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	55	57.05
C-456D-213-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	0	57.05
C-320D-213-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	0	57.05
C-228D-213-120	155	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	0	57.05
C-456D-265-100	129	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	550	47.48
C-320D-265-100	129	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	550	47.48
C-320D-305-100	129	111.07	111	132	211	75	42, 36, 30	550	47.48
C-228D-213-100	129	96.08	96	113	180	63	37, 32, 27	0	48.37
C-228D-173-100	129	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	0	48.37
C-160D-173-100	129	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	0	48.37
C-320D-246-86	111	111.04	111	133	211	75	42, 36, 30	800	40.96
C-228D-246-86	111	111.04	111	133	211	75	42, 36, 30	800	40.96
C-320D-213-86	111	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	450	41.61
C-228D-213-86	111	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	450	41.61
C-160D-173-86	111	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	450	41.61
C-114D-119-86	111	84.05	84	93.75	150.13	53.38	32, 27, 22	115	40.98
C-320D-245-74	96	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	800	35.99
C-228D-200-74	96	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	800	35.99
C-160D-200-74	96	96.05	96	114	180	63	37, 32, 27	800	35.99
C-228D-173-74	96	84.05	84	96	152.38	53.38	32, 27, 22	450	35.49
C-160D-173-74	96	84.05	84	96	152.38	53.38	32, 27, 22	450	35.49
C-160D-143-74	96	84.05	84	93.75	150.13	53.38	32, 27, 22	300	35.49
C-114D-143-74	96	84.05	84	93.75	150.13	53.38	32, 27, 22	300	35.49
C-160D-173-64	84	84.05	84	93.75	150.13	53.38	32, 27, 22	550	31.02
C-114D-173-64	84	84.05	84	93.75	150.13	53.38	32, 27, 22	550	31.02
C-160D-143-64	84	72.06	72	84	132	45	27, 22, 17	360	30.59
C-114D-143-64	84	72.06	72	84	132	45	27, 22, 17	360	30.59
C-80D-119-64	84	64	64	74.5	116	41	24, 20, 16	0	30.85
C-160D-173-54	72	72.06	72	84	132	45	27, 22, 17	500	26.22

Fuente: tomado de Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, 2007

Selección de las dimensiones del tubing, plunger, la barras, y la velocidad de bombeo: con los valores de profundidad de 8500 ft, 640 API y stroke 144 seleccionamos de la tabla 2.55 los valores de:

Diámetro del plunger: 1 1/4 in

Diámetro del tubing: 2 1/2 in

Diámetro del rod size: 3/4-7/8-1 in

Velocidad de bombeo: 13-10 stroke/min

TABLA 2. 55 DATOS DE DISEÑO PARA LAS UNIDADES API SUCKER ROD PUMPING

(h) Size 640 unit with 144-in. stroke Pump depth (ft)	Plunger size (in.)	Tubing size (in.)	Rod sizes (in.)	Pumping speed (stroke/min)
3,200–3,500	2 ³ / ₄	3	7/8 –1	18–14
3,500–4,000	2 ¹ / ₂	3	7/8 –1	17–13
4,000–4,700	2 ¹ / ₄	2 ¹ / ₂	3/4 –7/8 –1	16–13
4,700–5,700	2	2 ¹ / ₂	3/4 –7/8 –1	15–12
5,700–6,600	1 ³ / ₄	2 ¹ / ₂	3/4 –7/8 –1	14–12
6,600–8,000	1 ¹ / ₂	2 ¹ / ₂	3/4 –7/8 –1	14–11
8,000–9,600	1 ¹ / ₄	2 ¹ / ₂	3/4 –7/8 –1	13–10
9,600–11,000	11/16	2 ¹ / ₂	3/4 –7/8 –1	12–10

Fuente: tomado de Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, 2007

Determinación de las longitudes fraccionales de cada sección de la barra:

Rod section 1(top), diameter (dr1): 1 in
 Rod section 2, diameter (dr2): 7/8 in
 Rod section 3, diameter (dr3): 3/4 in
 Rod section 4, diameter (dr4): 0,5 in

Cálculo del Polished Rod Stroke Length:

$$S = \frac{2cd_2}{d_1}$$

$$S = \frac{2 \times 47 \times 180}{120,08}$$

$$S = 141$$

Áreas del plunger y la barra:

$$Ar = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$Ar = \frac{\pi \times 0,875^2}{4}$$

$$Ar = 0,601 \text{ in}^2$$

$$Ap = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$Ap = \frac{\pi \times 1,25^2}{4}$$

$$Ap = 1,227 \text{ in}^2$$

Peso del fluido:

$$W_f = S_f \times (62,4) \times \frac{DAp}{144}$$

$$W_f = 0,992 \times (62,4) \times \frac{8500 \times 1,22}{144}$$

$$W_f = 4483 \text{ lbs}$$

Peso del road string:

$$W_r = \frac{\gamma_s \times D \times A_r}{144}$$

$$W_r = \frac{490 \times 8500 \times 0,601}{144}$$

$$W_r = 17383 \text{ lbs}$$

Máxima velocidad de la bomba:

$$N = \sqrt{\frac{70471,2 \times L}{S(1 - \frac{c}{h})}}$$

$$N = \sqrt{\frac{70471,2 \times 0,4}{141 \times (1 - 0,3253)}}$$

$$N = 17 \text{ SPM}$$

Cálculo del factor de aceleración máxima para unidades convencionales:

$$F_1 = \frac{SN^2(1 + \frac{c}{h})}{70471,2}$$

$$F_1 = \frac{SN^2(1 + \frac{c}{h})}{70471,2}$$

$$F_1 = \frac{141 \times 17^2(1 + \frac{47}{144,5})}{70471,2}$$

$$F_1 = 0,766$$

Cálculo del factor de aceleración mínima para unidades convencionales:

$$F_2 = \frac{SN^2(1 - \frac{c}{h})}{70471,2}$$

$$F_2 = \frac{141 \times 17^2(1 - \frac{47}{144,5})}{70471,2}$$

$$F_2 = 0,390$$

Cálculo del Effective Plunger Stroke Length (Sp):

$$Sp = S - \frac{12D}{E} \times \left[Wf \left(\frac{1}{Ar} + \frac{1}{At} \right) - \frac{SN^2 M}{70471,2} \frac{Wr}{Ar} \right]$$

$$Sp = 141 - \frac{12 \times 8500}{30 \times 10^6}$$

$$\times \left[4483 \left(\frac{1}{0,601} + \frac{1}{2,58} \right) - \frac{141 \times 17^2(1 + 0,3253)}{70471,2} \frac{17383}{0,601} \right]$$

$$Sp = 184,95 \text{ in}$$

Producción Probable:

$$q = 0,1484 \times \frac{Ap \times N \times Sp \times Ev}{Bo}$$

$$q = 0,1484 \times \frac{1,227 \times 17 \times 184,95 \times 0,8}{1,098}$$

$$q = 417 \text{ bls}$$

$$Qo = Qf * (1 - BWS)$$

$$Qo = 417 * (1 - 0,66)$$

$$Qo = 142 \text{ bls}$$

Cálculo del PRLmax:

$$PRL_{max} = Wf + (0,9 + F_1)Wr$$

$$PRL_{max} = 4483 + (0,9 + 0,766) \times 17383$$

$$PRL_{max} = 33443 \text{ lbs}$$

Cálculo del PRLmin:

$$PRL_{min} = -Sf(62,4) \frac{Wr}{\gamma_s} + Wr - WrF_2$$

$$\begin{aligned} \text{PRL}_{\min} &= -(0,992)(62,4) \frac{19651}{490} + 17383 - 17383 \times 0,39 \\ \text{PRL}_{\min} &= 8408 \text{ lbs} \end{aligned}$$

De la unidad C-640-365-144 se determina que el PRLrating sea mayor al PRLmax (máximo peso que soportado por las varillas).

$$\begin{aligned} \text{PRL}_{\text{rating}} &> \text{PRL}_{\max} \\ 36500 \text{ lbs} &> 33443 \text{ lbs} \end{aligned}$$

Cálculo de Counterweights:

$$\begin{aligned} C &= \frac{1}{2}(\text{PRL}_{\max} - \text{PRL}_{\min}) \\ C &= \frac{1}{2}(33443 - 8408) \\ C &= 20926 \text{ lbs} \end{aligned}$$

Cálculo del máximo stress al tope de cada diámetro de la barra:

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{\pi \times d^2}{4} \\ A_1 &= \frac{\pi \times 1^2}{4} \\ A_1 &= 0,785 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_2 &= \frac{\pi \times d^2}{4} \\ A_2 &= \frac{\pi \times 0,875^2}{4} \\ A_2 &= 0,601 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_3 &= \frac{\pi \times d^2}{4} \\ A_3 &= \frac{\pi \times 0,75^2}{4} \\ A_3 &= 0,471 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A_4 &= \frac{\pi \times d^2}{4} \\ A_4 &= \frac{\pi \times 0,5^2}{4} \\ A_4 &= 0,196 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

$$\sigma_1 = \frac{PRL_{max}}{A_1}$$

$$\sigma_1 = \frac{33443}{0,875}$$

$$\sigma_1 = 42602,47$$

$$\sigma_2 = \frac{PRL_{max}}{A_2}$$

$$\sigma_2 = \frac{33443}{0,601}$$

$$\sigma_2 = 55645,5$$

$$\sigma_3 = \frac{PRL_{max}}{A_3}$$

$$\sigma_3 = \frac{33443}{0,785}$$

$$\sigma_3 = 75662,77$$

$$\sigma_4 = \frac{PRL_{max}}{A_4}$$

$$\sigma_4 = \frac{33443}{0,196}$$

$$\sigma_4 = 170627$$

Efecto Counterbalance: el valor de 4No.5ARO se tomo del catálogo LufkinGenCatalog08 ver Anexo 14.

$$W_c = (4No.5ARO - Cs) \left(\frac{d_2}{d_1} \right)$$

$$W_c = (14895 - (-400)) \left(\frac{180}{120,08} \right)$$

$$W_c = 22927,21 \text{ lb}$$

Distancia entre el counterweight y el crack:

$$r = \frac{C \times d_2}{W_c \times d_1} \times R1$$

$$r = \frac{21888 \times 180}{22927,21 \times 120,08} \times 47$$

$$r = 67,25 \text{ in}$$

Peak Torque:

$$T = \frac{1}{2} S \left[\frac{1}{2} W_f + \frac{1}{2} (F_1 + F_2) W_r \right]$$

$$T = \frac{1}{2} \times 141 \times \left[\frac{1}{2} \times 4483 + \frac{1}{2} (0,766 + 0,390) \times 17383 \right]$$

$$T = 866782 \text{ in/lb}$$

Peak torque rating < Peak torque calculado
 640000in/lb < 866782in/lb

Levantamiento Neto:

$$L_N = H + \frac{P_{wh}}{0,433 \times \gamma_f}$$

$$L_N = 7977 + \frac{200}{0,433 \times 0,992}$$

$$L_N = 8442,61 \text{ ft}$$

Potencia requerida:

$$P_h = 7,36 \times 10^{-6} q \times \gamma_f \times L_N$$

$$P_h = 7,36 \times 10^{-6} \times 153 \times 0,992 \times 8442$$

$$P_h = 25,7 \text{ HP}$$

La potencia requerida para vencer las pérdidas por fricción:

$$P_f = 6,31 \times 10^{-7} \times W_r \times S \times N$$

$$P_f = 6,31 \times 10^{-7} \times 17383 \times 141 \times 17$$

$$P_f = 26,27 \text{ HP}$$

La potencia requerida por el prime mover: el factor de seguridad F_s va de 1,25 a 1,50.

$$P_{pm} = F_s (P_h + P_f)$$

$$P_{pm} = 1,25 \times (25,7 + 26,27)$$

$$P_{pm} = 64,97 \text{ HP}$$

Resultados del diseño de bombeo mecánico para el pozo Yuca Sur 04

Dimensiones:

Tipo de unidad API: Convencional

Unidad: C-640-365-144

Peak torque rating: 640 000 in/lb

PRL rating: 36500 lbs

Stroke length: 144 in

Diámetro del plunger: 1 1/4 in

Diámetro del tubing: 2 1/2 in

Diámetro del rod size: 3/4-7/8-1 in

Velocidad de bombeo: 13-10 stroke/min

Resultados:

Desplazamiento de la bomba: 437 BFPD

Polished Rod Stroke Length (S): 141

Área del plunger (A_p): 1,227 pulg²

Área de la barra (A_r): 0,601 pulg²

Peso del fluido (W_f): 4483 lbs

Peso del rod string (W_r): 17383 lbs

Máxima velocidad de la bomba (N): 17 SPM

Factor de aceleración máxima (F_1): 0,766

Factor de aceleración mínima (F_2): 0,390

Effective Plunger Stroke Length (S_p): 184,95 pulg

Producción probable de fluido (q): 417 BFPD

Producción probable de petróleo (Q_o): 142 BPPD

Cálculo del PRLmax: 33433 lbs

Cálculo del PRLmin: 8408 lbs

Counterweights (C): 20926 lbs

Efecto Counterbalance (Wc): 22927,21 lb

Peak Torque (T): 865 782 pulg/lb

Levantamiento Neto (Ln): 8442,61 ft

Potencia requerida (Ph): 25 HP

Potencia requerida para vencer las pérdidas por fricción (Pf): 26 HP

Potencia requerida por el prime mover (Ppm): 64 HP

Diseño de bombeo mecánico para el pozo Pindo 5

Datos:

API: 22,4

Bo: 1,099 BY/BN

Nivel del fluido: 5492 ft

Prof. de asentamiento: 6500 ft

Q deseado: 500 BFPD

Eficiencia volumétrica: 80 %

Pwh: 170 psi

Desplazamiento de la bomba:

$$\text{desplazamiento} = Q_{\text{des}}/E_v$$

$$\text{desplazamiento} = 500/0,8$$

$$\text{desplazamiento} = 625 \text{ BFPD}$$

Selección de la unidad API: Basándose en la profundidad de asentamiento 6500 ft y en el desplazamiento de la bomba de 625 BFPD, se ingresó a la figura 2.79, estos valores cortan a la curva H y se seleccionó la unidad API 640 de 144 in.

Entonces de la unidad C-640-256-144 se obtienen las siguientes características:

Tipo: convencional
 Peak torque rating: 640 000 in/lb
 PRL rating: 25600 lbs
 Stroke length: 144 in

En la tabla 2.56 se describen las dimensiones de la unidad C-640-305-144

TABLA 2. 56 DIMENSIONES DE LA UNIDAD C-640-256-144

A (d2):	C (d1):	I:	P (h):	H:	G:	R1(c):	R2:	R3:	Cs:	Factor de torque:
in	in	in	in	in	in	in	in	in	lb	
180	120,08	120	144,5	238,88	89,88	47	41	35	-520	68,45

Elaborado por: Israel Jara

Selección de las dimensiones del tubing, plunger, la barra, y velocidad de bombeo: con los valores de profundidad de 6500 ft, 640 API y stroke 144 seleccionamos de la tabla 2.55 los valores de:

Plunger size: 1 3/4 in
 Tubing size: 2 1/2 in
 Rod size: 3/4-7/8-1 in
 Pumping speed: 14-12 stroke/min

Determinación de las longitudes fraccionales de cada sección del rod string:

Rod section 1(top), diameter (dr1): 1 in
 Rod section 2, diameter (dr2): 7/8 in
 Rod section 3, diameter (dr3): 3/4 in
 Rod section 4, diameter (dr4): 0,5 in

Cálculo del Polished Rod Stroke Length:

$$S = \frac{2cd^2}{d_1}$$

$$S = \frac{2 \times 47 \times 180}{120,08}$$

$$S = 141 \text{ pulg}$$

Áreas del émbolo y la barra:

$$A_r = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$A_r = \frac{\pi \times 0,875^2}{4}$$

$$A_r = 0,601 \text{ in}^2$$

$$A_p = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$A_p = \frac{\pi \times 1,75^2}{4}$$

$$A_p = 2,405 \text{ in}^2$$

Peso del fluido:

$$W_f = S_f \times (62,4) \times \frac{D A_p}{144}$$

$$W_f = 1,009 \times (62,4) \times \frac{6912 \times 2,405}{144}$$

$$W_f = 6832 \text{ lbs}$$

Peso de la sarta de varillas:

$$W_r = \frac{\gamma_s \times D \times A_r}{144}$$

$$W_r = \frac{490 \times 6500 \times 0,601}{144}$$

$$W_r = 13293 \text{ lbs}$$

Máxima velocidad de la bomba:

$$N = \sqrt{\frac{70471,2 \times L}{S(1 - \frac{c}{h})}}$$

$$N = \sqrt{\frac{70471,2 \times 0,4}{141 \times (1 - 0,3253)}}$$

$$N = 17 \text{ SPM}$$

Cálculo del factor de aceleración máxima para unidades convencionales:

$$F_1 = \frac{SN^2(1 + \frac{c}{h})}{70471,2}$$

$$F_1 = \frac{SN^2(1 + \frac{c}{h})}{70471,2}$$

$$F_1 = \frac{141 \times 17^2(1 + \frac{47}{144,5})}{70471,2}$$

$$F_1 = 0,766$$

Cálculo del factor de aceleración mínima para unidades convencionales:

$$F_2 = \frac{SN^2(1 - \frac{c}{h})}{70471,2}$$

$$F_2 = \frac{141 \times 17^2(1 - \frac{47}{144,5})}{70471,2}$$

$$F_2 = 0,390$$

Cálculo del Effective Plunger Stroke Length (Sp):

$$Sp = S - \frac{12D}{E} \times \left[Wf \left(\frac{1}{Ar} + \frac{1}{At} \right) - \frac{SN^2 M}{70471,2} \frac{Wr}{Ar} \right]$$

$$Sp = 141 - \frac{12 \times 6500}{30 \times 10^6}$$

$$\times \left[6832 \left(\frac{1}{0,601} + \frac{1}{2,58} \right) - \frac{141 \times 17^2(1 + 0,3253)}{70471,2} \frac{13293}{0,601} \right]$$

$$Sp = 148,503 \text{ in}$$

Producción Probable:

$$q = 0,1484 \times \frac{Ap \times N \times Sp \times Ev}{Bo}$$

$$q = 0,1484 \times \frac{2,405 \times 17 \times 148,503 \times 0,8}{1,099}$$

$$q = 656 \text{ bls}$$

$$Qo = q * BSW$$

$$Q_o = 656 * 0,86$$

$$Q_o = 92 \text{ bls}$$

Cálculo del PRLmax:

$$PRL_{\max} = W_f + (0,9 + F_1)W_r$$

$$PRL_{\max} = 6832 + (0,9 + 0,766) \times 13293$$

$$PRL_{\max} = 28979 \text{ lbs}$$

Cálculo del PRLmin:

$$PRL_{\min} = -S_f(62,4) \frac{W_r}{\gamma_s} + W_r - W_r F_2$$

$$PRL_{\min} = -(1,009)(62,4) \frac{13293}{490} + 13293 - 13293 \times 0,39$$

$$PRL_{\min} = 6401 \text{ lbs}$$

De la unidad C-640-305-144 se determina que el PRLrating y este valor es menor que el PRLmax calculado por lo tanto la unidad seleccionada es la correcta.

$$PRL_{\text{rating}} > PRL_{\max}$$

$$30500 \text{ lbs} > 28979 \text{ lbs}$$

Cálculo del máximo stress al tope de cada diámetro del rod:

$$A_1 = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$A_1 = \frac{\pi \times 1^2}{4}$$

$$A_1 = 0,785 \text{ in}^2$$

$$A_2 = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$A_2 = \frac{\pi \times 0,875^2}{4}$$

$$A_2 = 0,601 \text{ in}^2$$

$$A_3 = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$A_3 = \frac{\pi \times 0,75^2}{4}$$

$$A_3 = 0,785 \text{ in}^2$$

$$A_4 = \frac{\pi \times d^2}{4}$$

$$A_4 = \frac{\pi \times 0,5^2}{4}$$

$$A_4 = 0,196 \text{ in}^2$$

$$\sigma_1 = \frac{\text{PRL}_{\max}}{A_1}$$

$$\sigma_1 = \frac{34271}{0,875}$$

$$\sigma_1 = 43657,32$$

$$\sigma_2 = \frac{\text{PRL}_{\max}}{A_2}$$

$$\sigma_2 = \frac{34271}{0,601}$$

$$\sigma_2 = 57023,29$$

$$\sigma_3 = \frac{\text{PRL}_{\max}}{A_3}$$

$$\sigma_3 = \frac{34271}{0,785}$$

$$\sigma_3 = 43657,32$$

$$\sigma_4 = \frac{\text{PRL}_{\max}}{A_4}$$

$$\sigma_4 = \frac{34271}{0,196}$$

$$\sigma_4 = 174852,04$$

Cálculo de Counterweights:

$$C = \frac{1}{2}(\text{PRL}_{\max} - \text{PRL}_{\min})$$

$$C = \frac{1}{2}(28979 - 6401)$$

$$C = 17690 \text{ lbs}$$

Efecto Counterbalance: El valor de 4No.5ARO se tomo del catálogo LufkinGenCatalog08 ver Anexo 13.

$$W_c = (4No.5ARO - Cs) \left(\frac{d_2}{d_1} \right)$$

$$W_c = (14895 - (-400)) \left(\frac{180}{120,08} \right)$$

$$W_c = 22927,21 \text{ lb}$$

Distance between the mass center of counterweights and the crank shaft center:

$$r = \frac{C \times d_2}{W_c \times d_1} \times R1$$

$$r = \frac{17848 \times 180}{22927,21 \times 120,08} \times 47$$

$$r = 67,26 \text{ in}$$

Peak Torque:

$$T = \frac{1}{2} S \left[\frac{1}{2} W_f + \frac{1}{2} (F_1 + F_2) W_r \right]$$

$$T = \frac{1}{2} \times 141 \times \left[\frac{1}{2} \times 6832 + \frac{1}{2} (0,766 + 0,390) \times 13293 \right]$$

$$T = 781998 \text{ in/lb}$$

$$\text{Peak torque rating} < \text{Peak torque calculado}$$

$$640000 \text{ in/lb} < 781998 \text{ in/lb}$$

Por tanto seleccionar la unidad C-912D-427-144, ya que tiene las mismas dimensiones pero mayor resistencia al torque, entonces

$$\text{Peak torque rating} > \text{Peak torque calculado}$$

$$912000 \text{ in/lb} > 781998 \text{ in/lb}$$

Levantamiento Neto:

$$L_N = \text{Nivel fluido} + \frac{P_{wh}}{0,433 \times \gamma_f}$$

$$L_N = 5492 + \frac{170}{0,433 \times 1,009}$$

$$L_N = 5888 \text{ ft}$$

Potencia requerida para levantar el fluido:

$$P_h = 7,36 \times 10^{-6} q \times \gamma_f \times L_N$$

$$P_h = 7,36 \times 10^{-6} \times 521 \times 1,009 \times 5888$$

$$P_h = 18,21 \text{ HP}$$

La potencia requerida para vencer las pérdidas por fricción:

$$P_f = 6,31 \times 10^{-7} \times W_r \times S \times N$$

$$P_f = 6,31 \times 10^{-7} \times 14136 \times 141 \times 17$$

$$P_f = 20,09 \text{ HP}$$

La potencia requerida por el motor: el factor de seguridad F_s va de 1,25 a 1,50.

$$P_{pm} = F_s(P_h + P_f)$$

$$P_{pm} = 1,25 \times (18,21 + 20,09)$$

$$P_{pm} = 47,88 \text{ HP}$$

Resultados del diseño de bombeo mecánico para el pozo Pindo 5

Dimensiones:

Tipo de unidad API: Convencional

Unidad: C-912D-427-144

Peak torque rating: 912 000 in/lb

PRL rating: 42700 lbs

Stroke length: 144 in

Diámetro del plunger: 1 3/4 in

Diámetro del tubing: 2 1/2 in

Diámetro del rod size: 3/4-7/8-1 in

Velocidad de bombeo: 12-10 stroke/min

Resultados:

Desplazamiento de la bomba: 625 BFPD

Polished Rod Stroke Length (S): 141

Área del plunger (A_p): 2,405 pulg²

Área de la barra (A_r): 0,601 pulg²

Peso del fluido (W_f): 6832 lbs

Peso del road string (W_r): 13293 lbs

Máxima velocidad de la bomba (N): 17 SPM

Factor de aceleración máxima (F_1): 0,766

Factor de aceleración mínima (F_2): 0,390

Effective Plunger Stroke Length (S_p): 148,503 pulg

Producción probable de fluido (q): 656 BFPD

Producción probable de petróleo (Q_o): 92 BPPD

Cálculo del PRLmax: 28979 lbs

Cálculo del PRLmin: 6401 lbs

Counterweights (C): 17690

Efecto Counterbalance (W_c): 22927,21 lb

Peak Torque (T): 781998 pulg/lb

Levantamiento Neto (L_n): 5882 ft

Potencia requerida (P_h): 18 HP

Potencia requerida para vencer las pérdidas por fricción (P_f): 20 HP

Potencia requerida por el prime mover (P_{pm}): 47 HP

2.4.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

En el presente numeral tiene por objetivo demostrar la rentabilidad o no rentabilidad del proyecto de cambio de sistemas de levantamiento artificial para los pozos Yuca Sur 4, 14, 19, Pindo 5 y 13 para los cuales se realizó en numerales anteriores la descripción técnica del diseño. En los numerales siguientes se describen los aspectos que se deben considerar para evaluar un proyecto económicamente así como los cálculos respectivos.

2.4.5.1. Parámetros Económicos

Flujo de Caja

El flujo de caja permite analizar periódicamente (mes, año) la variación de la inversión y costos de producción versus los ingresos. Los valores de flujo de caja que presenta este análisis, se pueden distinguir en tres etapas véase la figura 2.80.

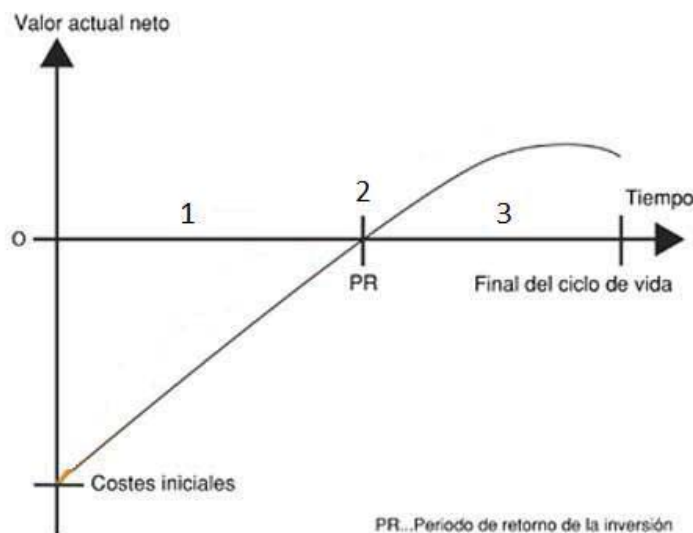


FIGURA 2. 80 FLUJO NETO DE CAJA

Fuente: tomado de Petroleum Production Engineering, A Computer-Assisted Approach, 2007

- 1ra se da en los primeros períodos (días, meses o años) donde el valor puede ser negativo, ya que los egresos aún son mayores que los ingresos; es decir, se inicia los trabajos y aún no se recupera la inversión del proyecto.
- 2da es cuando el Flujo de caja toma un valor de cero que significa recuperación de la inversión.
- 3ra A partir del valor de cero se da la tercera etapa obteniéndose, para los próximos períodos valores positivos; indicando una ganancia para la compañía.

Valor Actual Neto (VAN o VPN)

También conocido como Valor Presente Neto (V.P.N), es la suma algebraica de los valores actualizados de cada uno de los flujos netos de caja asociados a un proyecto. Además, descuenta una tasa o tipo de interés igual para todo el tiempo de vida del proyecto.

La fórmula que permite calcular el Valor Actual Neto está dada por la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1+i)^k} \quad Ec. 4.5$$

Donde:

FNCK: Flujo neto de caja para el periodo k

i: Tasa de actualización (interés)

n: Tiempo de vida del proyecto

El VAN puede tener 3 valores y se ve afectado generalmente por el alto porcentaje en los costos de instalación y operación, la tasa de actualización y los precios de venta.

V.A.N. > 0 Proyecto rentable

V.A.N. = 0 No existen ganancias ni pérdidas

V.A.N. < 0 Proyecto NO rentable

Tasa Interna de Retorno (TIR)

También denominada Tasa Interna de Rendimiento, es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada de la rentabilidad de un proyecto.

La tasa interna de retorno de un proyecto se obtiene cuando el Valor Actual Neto es igual a cero; es decir, para hallar el TIR de un proyecto hay que llevar los valores del flujo de caja al punto cero (para distintos intereses) con el propósito de obtener un TIR favorable.

La fórmula que permite calcular la Tasa Interna de Retorno está dada por la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNCK}{(1 + TIR)^k}$$

Relación Costo/Beneficio (RCB)

Consiste en la comparación de costos y beneficios, que al utilizarlo se puede estimar el impacto financiero de lo que queremos obtener.

La fórmula que representa esta relación está dada por la siguiente ecuación:

$$RELACIÓN \frac{COSTO}{BENEFICIO} = \frac{INGRESOS}{COSTOS + INVERSION}$$

RCB > 1: el proyecto debe ser aceptado

RCB = 1: el proyecto se acepta o en todo caso se revisa

RCB < 1: el proyecto no tiene sentido económico

2.4.5.3. Elaboración del flujo de caja

Para la elaboración del flujo de caja los términos *FEAI* y *FEDI* se utilizan para representar flujos de efectivo anuales antes y después de impuestos, respectivamente. Las relaciones entre estos dos términos y otras relaciones

que afectan de manera directa los impuestos sobre la renta corporativos, son:

$$\text{FEAI} = \text{ingreso bruto} - \text{gastos de operación} = \text{IB} - \text{GO}$$

$$\text{IG} = \text{FEAI} - \text{depreciación} + \text{ganancias netas de capital} - \text{pérdidas netas de capital} + \text{recuperación de depreciación}$$

$$\text{Impuestos} = (\text{IG}) \cdot \text{T}$$

$$\text{FEDI} = \text{FEAI} - \text{impuestos}$$

Donde:

FEAI=Flujo de efectivo antes de impuestos

FEDI=Flujo de efectivo después de impuestos

IG=Impuesto gravable

La ecuación es igual a la ecuación utilizando el término FEA1 e incluyendo las ventas de activos de capital que afectan los impuestos. La relación FEA1 no contempla el gasto de capital, es decir, el costo de la alternativa que está siendo evaluada, puesto que éste no afecta los impuestos directamente. Sin embargo, la forma en la cual se financia la inversión de capital puede afectar los impuestos. Esta dimensión se introduce en el siguiente capítulo junto con el financiamiento de deuda y patrimonio para fondos de capital.

2.4.5.4. Cálculo del VAN y TIR

Para la elaboración de los Flujos Netos de caja; la determinación del VAN, TIR y relación costo beneficio para cada pozo candidato al cambio de sistema de levantamiento artificial es necesario predecir la producción que

estos pozos tendrán basándose en la producción inicial propuesta y en la declinación histórica de los pozos, para llevar a cabo esta tarea se ha utilizado el Software Oil Field Manager, adicionalmente con este programa se estimarán las reservas y la recuperación total de petróleo.

Adicionalmente, se compararán con los flujos netos de caja de los pozos si estos continuarán con el mismo sistema de levantamiento artificial. Para esto se realizó dos predicciones de producción por cada pozo, la primera será con la producción actual y la segunda con la producción propuesta que corresponde al nuevo sistema de levantamiento artificial, adicionalmente a continuación se describe los costos operativos estimados que se utilizó para realizar los flujos de caja. Véase la tabla 2.57

TABLA 2. 57 COSTOS OPERATIVOS ESTIMADOS PARA LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Levantamiento Artificial	Costo Operativo (dól/bls)
Bombeo mecánico	5,75
Bombeo hidráulico	9
BES	11

Elaborado por: Israel Jara R.

La predicción de la producción y la evaluación económica del proyecto se realizó hasta agosto del 2019, que es la fecha de finalización del contrato del Consorcio Petrosud-Petroriva con el Estado ecuatoriano, adicionalmente se utilizó el promedio de las tasas de interés activa de 8.17% y pasiva de 4.53% del mes de marzo del 2012.

A continuación se describen las predicciones de producción y los flujos netos de caja.

**Predicción de la producción del pozo Yuca Sur 4
con propuesta de bombeo mecánico**

TABLA 2. 58 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

DECLINACIÓN HIPERBÓLICA		
Arena	Ti	
Reservas@2019/07/31	217916	Bls
Np@2011/12/01	262801	Bls
Qi	142	BPPD
Di	0,01694	1/MES
Qe	47	BPPD
EUR@2019/07/31	480718	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.

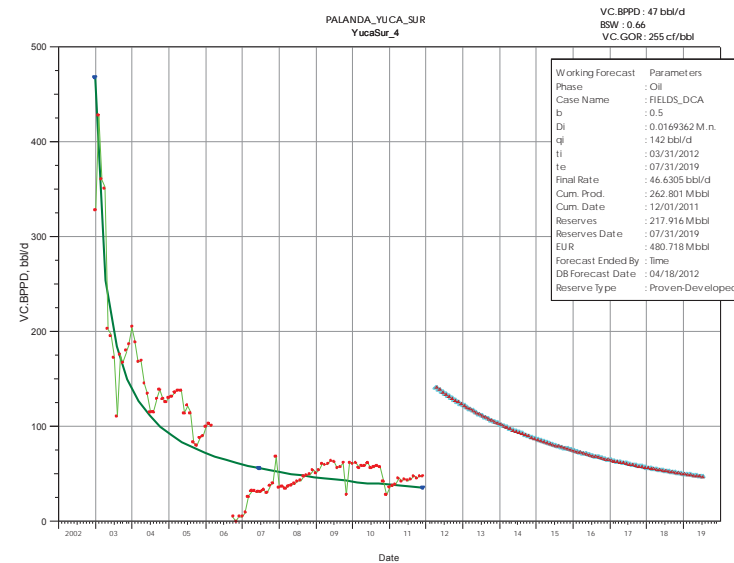


FIGURA 2. 81 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO
Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 59 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod Diaria	BPPD	141	138	136	134	132	130	128	126	124	122	120	118	116	114	113
Prod Mensual	BPPM	4.292	4.221	4.151	4.083	4.015	3.950	3.887	3.825	3.765	3.705	3.649	3.595	3.540	3.486	3.434
Acumulado	BLS	4292	8513	12664	16747	20762	24712	28599	32424	36189	39895	43544	47139	50679	54166	57600
Reservas rema	BLS	213624	209403	205252	201169	197154	193204	189317	185492	181727	178021	174372	170777	167237	163750	160316

Elaborado por: Israel Jara R.

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Yuca Sur 4 con propuesta de bombeo mecánico

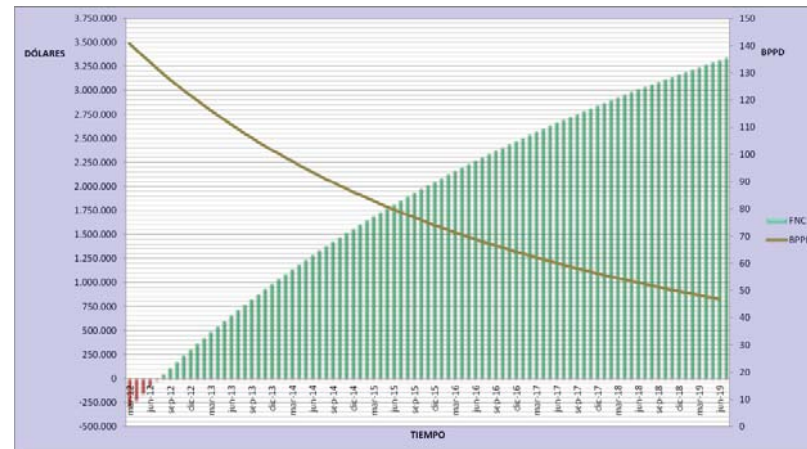
TABLA 2. 60 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

YUCA SUR#4	BOMBEO MECÁNICO																
ITEM	UNIDADES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Ingresos	USD		136.926	134.641	132.412	130.238	128.084	126.016	123.997	122.026	120.103	118.193	116.418	114.683	112.930	111.217	109.542
Producción	BPPM		4.292	4.221	4.151	4.083	4.015	3.950	3.887	3.825	3.765	3.705	3.649	3.595	3.540	3.486	3.434
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	5,75	24.681	24.269	23.867	23.476	23.087	22.714	22.351	21.995	21.649	21.304	20.984	20.672	20.356	20.047	19.745
UTILIDAD BRUTA	USD		112.245	110.372	108.545	106.763	104.996	103.301	101.646	100.031	98.454	96.889	95.433	94.011	92.574	91.170	89.797
Participación Laboral+Impuesto a la Renta	%anual	36,25%	40.689	40.010	39.348	38.701	38.061	37.447	36.847	36.261	35.690	35.122	34.595	34.079	33.558	33.049	32.551
UTILIDAD NETA	USD		71.556	70.362	69.197	68.061	66.935	65.854	64.800	63.770	62.765	61.767	60.839	59.932	59.016	58.121	57.245
Inversiones	USD	-299.819															
WO	USD	-196.019															
Eq Superficie y subuelo	USD	-103.800															
FNC	USD	-299.819	71.556	70.362	69.197	68.061	66.935	65.854	64.800	63.770	62.765	61.767	60.839	59.932	59.016	58.121	57.245
FNC Acumulativo	USD	-299.819	71.556	141.918	211.115	279.177	346.112	411.966	476.766	540.536	603.300	665.067	725.906	785.838	844.854	902.975	960.220
Diferencia	USD	-299.819	-228.263	-157.901	-88.704	-20.642	46.293	112.147	176.947	240.717	303.481	365.248	426.087	486.019	545.035	603.156	660.401
PAY BACK	MESES		-	-	-	-	4,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RCB			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FIGURA 2. 82FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 4 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

PAY BACK (meses)	4,31
TIR	22%
VAN	\$ 2.713.358,28
RCB	0
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero



Elaborado por: Israel Jara Romero

**Predicción de la producción del pozo Yuca Sur 4
con BES actual**

TABLA 2. 61 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO
YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL

DECLINACIÓN HIPERBÓLICA		
Arena	Ti	
Reservas@2019/07/31	147324	Bls
Np@2011/12/01	262801	Bls
Qi	96	BPPD
Di	0,01694	1/MES
Qe	32	BPPD
EUR@2019/07/31	410125	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.

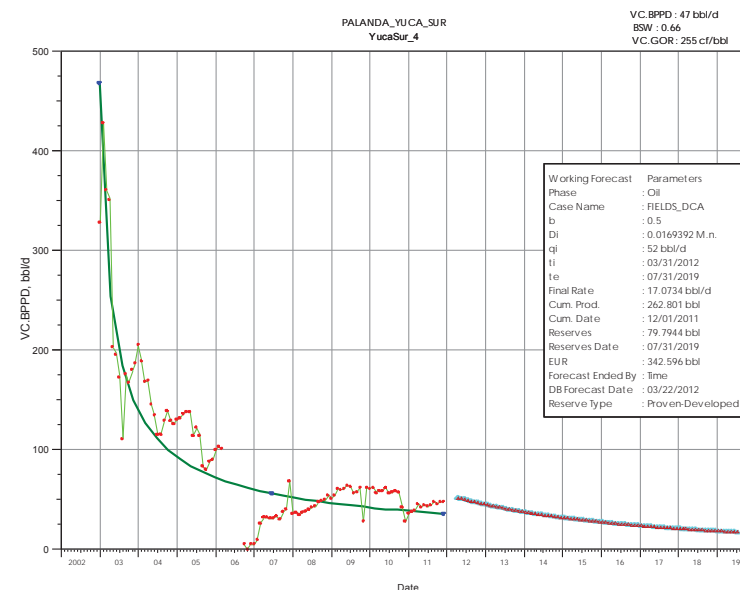


FIGURA 2. 83 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO
YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL
Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 62 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod Diaria	BPPD	95	94	92	91	89	88	86	85	84	82	81	80	79	77	76
Prod Mensual	BPPM	2.902	2.853	2.806	2.760	2.714	2.671	2.628	2.586	2.545	2.505	2.467	2.430	2.393	2.357	2.322
Acumulado	BLS	2902	5755	8561	11322	14036	16707	19335	21921	24466	26971	29438	31869	34262	36619	38941
Reservas rema	BLS	144422	141569	138763	136002	133288	130617	127989	125403	122858	120353	117886	115455	113062	110705	108383

Elaborado por: Israel Jara R.

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Yuca Sur 4 con BES actual

TABLA 2. 63 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL

YUCA SUR#4	BES																
ITEM	UNIDADES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Ingresos	USD		92.569	91.025	89.518	88.049	86.592	85.193	83.829	82.497	81.196	79.906	78.706	77.532	76.347	75.189	74.056
Producción mensual	BPPM		2.902	2.853	2.806	2.760	2.714	2.671	2.628	2.586	2.545	2.505	2.467	2.430	2.393	2.357	2.322
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	11	31.920	31.388	30.868	30.362	29.859	29.377	28.907	28.447	27.999	27.554	27.140	26.735	26.327	25.927	25.537
UTILIDAD BRUTA	USD		60.649	59.637	58.650	57.687	56.733	55.816	54.922	54.050	53.197	52.352	51.566	50.797	50.020	49.262	48.520
Participación Laboral+Impuesto a la Renta	%anual	36,25%	21.985	21.618	21.260	20.912	20.566	20.233	19.909	19.593	19.284	18.978	18.693	18.414	18.132	17.857	17.588
UTILIDAD NETA	USD		38.664	38.019	37.389	36.776	36.167	35.583	35.013	34.457	33.913	33.374	32.873	32.383	31.888	31.404	30.931
Inversiones	USD	-341.931															
WO+Bomba	USD	-341.931															
FNC	USD	-341.931	38.664	38.019	37.389	36.776	36.167	35.583	35.013	34.457	33.913	33.374	32.873	32.383	31.888	31.404	30.931
FNC Acumulativo	USD	-341.931	38.664	76.682	114.071	150.847	187.014	222.597	257.610	292.066	325.980	359.354	392.227	424.610	456.498	487.902	518.834
Diferencia	USD	-341.931	-303.267	-265.249	-227.860	-191.084	-154.917	-119.334	-84.321	-49.865	-15.951	17.423	50.296	82.679	114.567	145.972	176.903
PAY BACK	MESES		-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,5	-	-	-	-	-
RCB			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

PAY BACK (meses)	9,48
TIR	10%
VAN	\$ 1.635.862,69
RCB	0
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero

FIGURA 2. 84 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 4 CON BES ACTUAL



Elaborado por: Israel Jara Romero

**Predicción de la producción del pozo Yuca Sur 14
con propuesta de bombeo tipo pistón**

TABLA 2. 64 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN

DECLINACIÓN EXPONENCIAL		
Arena	Ti	
Reservas@2019/07/31	393551	Bls
Np@ 2011/12/01	1392450	Bls
Qi	285	BPPD
Di	0,01718	1/MES
Qe	63	BPPD
EUR@2019/07/31	1786000	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.

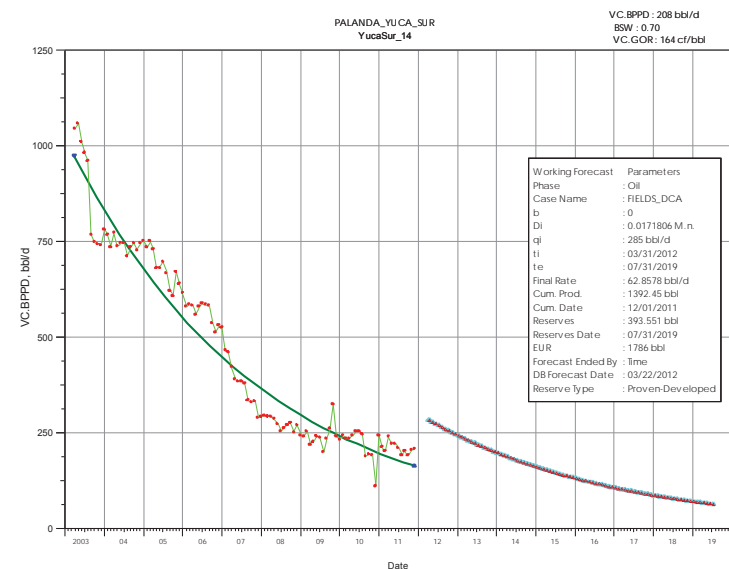


FIGURA 2. 85 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN
Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 65 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod diaria	BPPD	283	278	273	268	264	259	255	250	246	242	238	234	230	226	222
Prod Mensual	BPPM	8614	8467	8322	8180	8038	7901	7766	7634	7503	7373	7251	7132	7010	6890	6773
Acumulado	BLS	8614	17080	25402	33583	41621	49522	57288	64921	72425	79798	87049	94181	101191	108081	114854
Reservas rema	BLS	384937	376471	368149	359968	351930	344029	336263	328630	321126	313753	306502	299370	292360	285470	278697

Elaborado por: Israel Jara R.

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Yuca Sur 14 con propuesta de bombeo tipo pistón

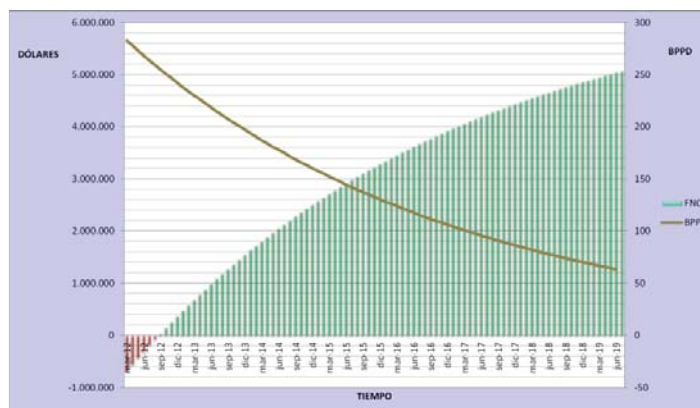
TABLA 2. 66 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN

YUCA SUR#14	BOMBA PISTÓN																
ITEM	UNIDADES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
INGRESOS	USD		274.776	270.086	265.476	260.945	256.418	252.042	247.739	243.511	239.355	235.203	231.318	227.499	223.616	219.799	216.048
Producción mensual	BPPM		8.614	8.467	8.322	8.180	8.038	7.901	7.766	7.634	7.503	7.373	7.251	7.132	7.010	6.890	6.773
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	9	77.523	76.200	74.899	73.621	72.344	71.109	69.895	68.702	67.530	66.358	65.262	64.185	63.089	62.012	60.954
UTILIDAD BRUTA	USD		197.253	193.886	190.577	187.324	184.074	180.933	177.844	174.809	171.825	168.845	166.056	163.314	160.527	157.787	155.094
Participación Laboral+Impuesto a la Renta	%anual	36%	71.504	70.284	69.084	67.905	66.727	65.588	64.469	63.368	62.287	61.206	60.195	59.201	58.191	57.198	56.222
UTILIDAD NETA	USD		125.749	123.602	121.493	119.419	117.347	115.345	113.376	111.440	109.539	107.639	105.861	104.113	102.336	100.589	98.872
Inversiones	USD	-677.759															
Bomba Superficial	USD	-400.000															
WO+Eq Superficie	USD	-277.759															
FNC	USD	-677.759	125.749	123.602	121.493	119.419	117.347	115.345	113.376	111.440	109.539	107.639	105.861	104.113	102.336	100.589	98.872
FNC Acumulativo	USD	-677.759	125.749	249.351	370.844	490.263	607.611	722.956	836.331	947.772	1.057.310	1.164.949	1.270.810	1.374.922	1.477.258	1.577.847	1.676.720
Diferencia	USD	-677.759	-552.010	-428.408	-306.915	-187.496	-70.148	45.196	158.572	270.012	379.551	487.190	593.050	697.163	799.499	900.088	998.960
PAY BACK			-	-	-	-	-	5,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RCB			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FIGURA 2. 86 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 14 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN

PAY BACK (meses)	3,90
TIR	25%
VAN	\$ 4.350.472,79
RCB	0
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero



Elaborado por: Israel Jara Romero

Predicción de la producción del pozo Yuca Sur 14 con BES actual

TABLA 2. 67 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO
YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL

DECLINACIÓN EXPONENCIAL		
Arena	Ti	
Reservas@2019/07/31	278938	Bls
Np@ 2011/12/01	1392450	Bls
Qi	202	BPPD
Di	0,01718	1/MES
Qe	45	BPPD
EUR@2019/07/31	1671390	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.

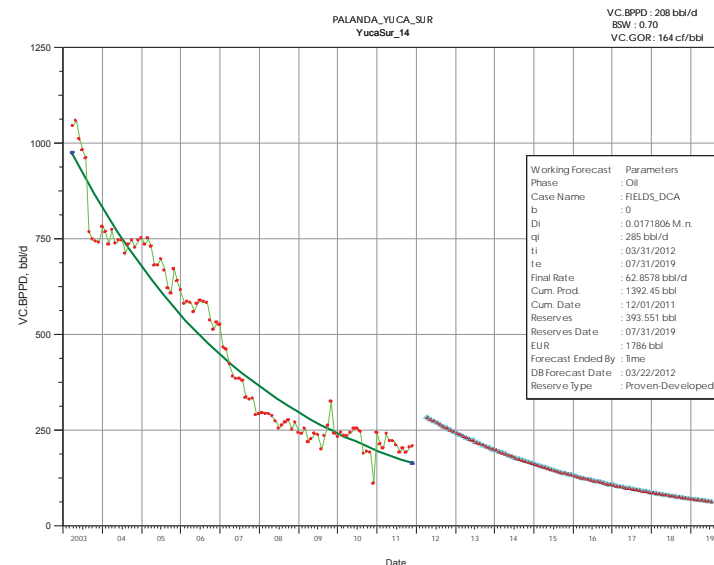


FIGURA 2. 87 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO
YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 68 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod diaria	BPPD	200	197	194	190	187	184	181	178	174	171	169	166	163	160	157
Prod Mensual	BPPM	6105	6001	5898	5798	5697	5600	5504	5410	5318	5226	5140	5055	4968	4884	4800
Acumulado	BLS	6105	12106	18005	23802	29500	35100	40604	46014	51333	56558	61698	66753	71721	76605	81405
Reservas rema	BLS	272833	266832	260933	255136	249438	243838	238334	232924	227605	222380	217240	212185	207217	202333	197533

Elaborado por: Israel Jara R.

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Yuca Sur 14 con BES actual

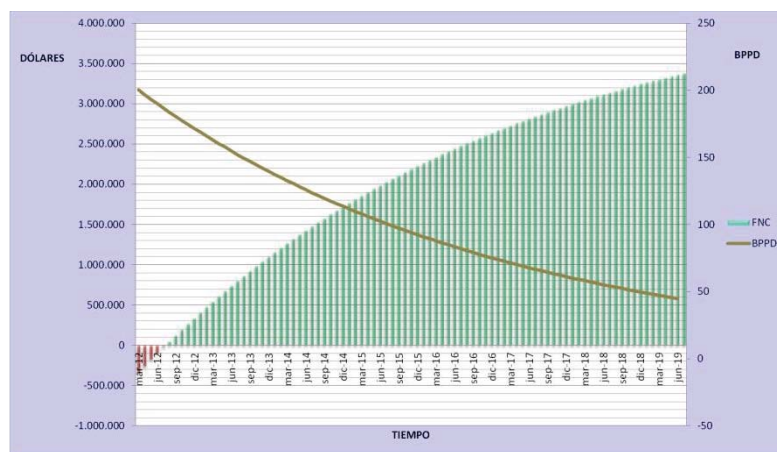
TABLA 2. 69 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL

YUCA SUR#14	BES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ITEM	UNIDADES																
Fecha		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
INGRESOS	USD		194.753	191.430	188.162	184.950	181.743	178.640	175.591	172.594	169.648	166.705	163.952	161.245	158.493	155.788	153.128
Producción mensual	BPPM		6.105	6.001	5.898	5.798	5.697	5.600	5.504	5.410	5.318	5.226	5.140	5.055	4.968	4.884	4.800
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	11	67.156	66.010	64.883	63.776	62.670	61.600	60.549	59.515	58.499	57.484	56.535	55.602	54.653	53.720	52.803
UTILIDAD BRUTA	USD		127.597	125.419	123.278	121.174	119.073	117.040	115.042	113.079	111.149	109.220	107.417	105.643	103.840	102.068	100.326
Participación Laboral+Impuesto a la Renta	%anual	36%	46.254	45.465	44.688	43.926	43.164	42.427	41.703	40.991	40.291	39.592	38.939	38.296	37.642	37.000	36.368
UTILIDAD NETA	USD		81.343	79.955	78.590	77.249	75.909	74.613	73.339	72.088	70.857	69.628	68.478	67.348	66.198	65.068	63.958
Inversiones	USD	-341.931															
WO+Bomba	USD	-341.931															
FNC	USD	-341.931	81.343	79.955	78.590	77.249	75.909	74.613	73.339	72.088	70.857	69.628	68.478	67.348	66.198	65.068	63.958
FNC Acumulativo	USD	-341.931	81.343	161.298	239.888	317.137	393.045	467.658	540.998	613.086	683.943	753.571	822.049	889.397	955.595	1.020.663	1.084.621
Diferencia	USD	-341.931	-260.588	-180.633	-102.043	-24.794	51.115	125.728	199.067	271.155	342.012	411.640	480.118	547.466	613.664	678.732	742.690
PAY BACK			-	-	-	-	4,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RCB			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FIGURA 2. 88 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 14 CON BES ACTUAL

PAY BACK (meses)	4,33
TIR	22%
VAN	\$ 2.781.481,95
RCB	0
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero



Elaborado por: Israel Jara Romero

**Predicción de la producción del pozo Yuca Sur 19
con propuesta de bombeo tipo pistón**

TABLA 2. 70 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN

DECLINACIÓN EXPONENCIAL		
Arena	Ti	
Reservas@2019/07/0	728458	Bls
Np@2011/12/01	1109040	Bls
Qi	432	BPPD
Di	0,01147	1/MES
Qe	157	BPPD
EUR@2019/07/31	1837500	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.

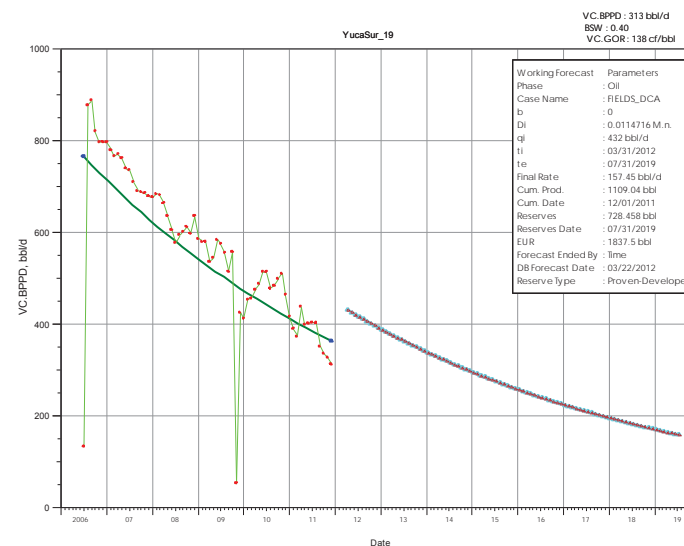


FIGURA 2. 89 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN
Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 71 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod Diaria	BPPD	430	425	420	415	410	405	401	401	396	392	387	383	379	374	370
Prod Mensual	BPPM	13.093	12.944	12.796	12.649	12.502	12.360	12.218	12.218	12.079	11.941	11.802	11.671	11.542	11.410	11.280
Acumulado	BLS	13093	26037	38832	51482	63984	76344	88562	100780	112859	124800	136601	148273	159815	171226	182506
Reservas rema	BLS	715365	702421	689626	676976	664474	652114	639896	627678	615599	603658	591857	580185	568643	557232	545952

Elaborado por: Israel Jara R.

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Yuca Sur 19 con propuesta de bombeo tipo pistón

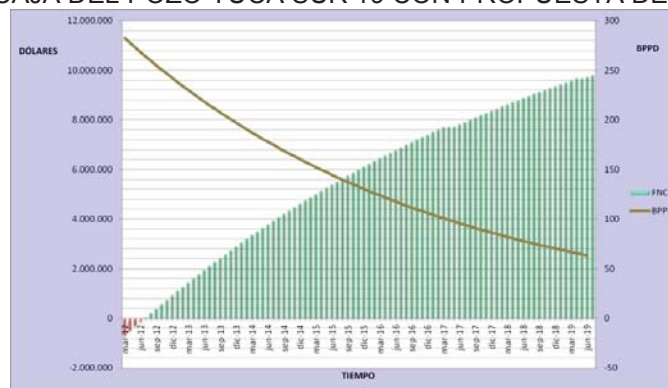
TABLA 2. 72 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN

YUCA SUR#19	BOMEOPISTÓN																
ITEM	UNIDADES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
INGRESOS	USD		417.673	412.899	408.180	403.515	398.828	394.270	389.763	389.763	385.309	380.905	376.480	372.318	368.201	363.993	359.832
Producción	BPPM		13.093	12.944	12.796	12.649	12.502	12.360	12.218	12.218	12.079	11.941	11.802	11.671	11.542	11.410	11.280
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	9	117.839	116.492	115.161	113.844	112.522	111.236	109.964	109.964	108.708	107.465	106.217	105.043	103.881	102.694	101.520
UTILIDAD BRUTA	USD		299.834	296.407	293.020	289.671	286.306	283.034	279.798	279.798	276.601	273.440	270.263	267.275	264.320	261.299	258.312
Participación Laboral+Impuesto a la Renta	%anual	36,25%	108.690	107.448	106.220	105.006	103.786	102.600	101.427	101.427	100.268	99.122	97.970	96.887	95.816	94.721	93.638
UTILIDAD NETA	USD		191.144	188.960	186.800	184.665	182.520	180.434	178.372	178.372	176.333	174.318	172.293	170.388	168.504	166.578	164.674
Inversiones	USD	-477.759															
Bomba Superficial	USD	-200.000															
WO+Eq Superficie	USD	-277.759															
FNC	USD	-477.759	191.144	188.960	186.800	184.665	182.520	180.434	178.372	178.372	176.333	174.318	172.293	170.388	168.504	166.578	164.674
FNC Acumulativo	USD	-477.759	191.144	380.104	566.904	751.569	934.089	1.114.523	1.292.895	1.471.266	1.647.599	1.821.917	1.994.210	2.164.598	2.333.102	2.499.680	2.664.354
Diferencia	USD	-477.759	-286.615	-97.655	89.145	273.810	456.330	636.764	815.136	993.507	1.169.840	1.344.158	1.516.451	1.686.839	1.855.343	2.021.921	2.186.595
PAY BACK	MESES		-	-	2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RCB			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

FIGURA 2. 90 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 19 CON PROPUESTA DE BOMBEO TIPO PISTÓN

PAY BACK (meses)	2,52
TIR	39%
VAN	\$ 8.219.178,72
RCB	1
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero



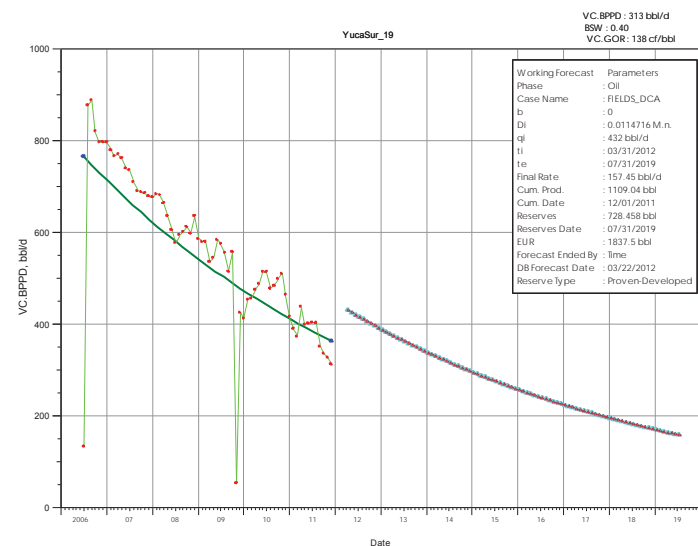
Elaborado por: Israel Jara Romero

**Predicción de la producción del pozo Yuca Sur 19
con BES actual**

**TABLA 2. 73 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO
YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL**

DECLINACIÓN EXPONENCIAL		
Arena	Ti	
Reservas@2019/07/31	559833	Bls
Np@2011/12/01	262801	Bls
Qi	332	BPPD
Di	0,01147	1/MES
Qe	121	BPPD
EUR@2019/07/31	1668870	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.



**FIGURA 2. 91 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO
YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL**

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 74 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod Diaria	BPPD	330	326	323	319	315	312	308	305	301	298	294	291	288	284	281
Prod Mensual	BPPM	10.062	9.947	9.834	9.721	9.608	9.499	9.390	9.283	9.177	9.070	8.970	8.871	8.769	8.669	8.570
Acumulado	BLS	10062	20010	29843	39565	49173	58672	68062	77344	86521	95591	104560	113431	122200	130869	139439
Reservas rema	BLS	549771	539823	529990	520268	510660	501161	491771	482489	473312	464242	455273	446402	437633	428964	420394

Elaborado por: Israel Jara R.

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Yuca Sur 19 con BES actual

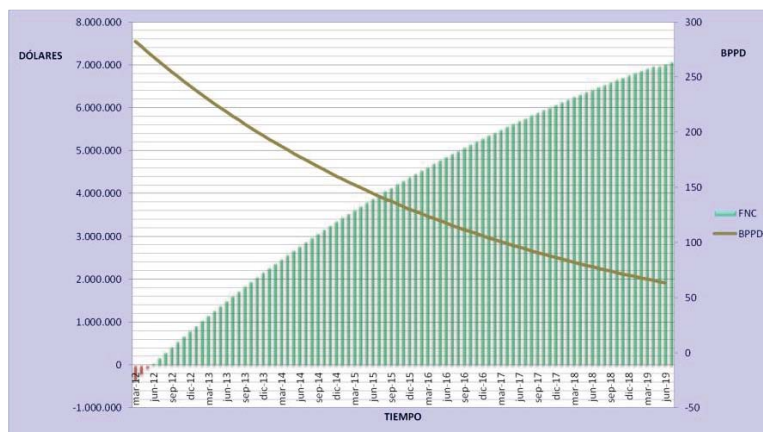
TABLA 2. 75 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL

YUCA SUR#19	BES																
ITEM	UNIDADES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
INGRESOS	USD		320.989	317.321	313.694	310.109	306.507	303.004	299.540	296.117	292.732	289.332	286.133	282.969	279.735	276.538	273.377
Producción mensual	BPPM		10.062	9.947	9.834	9.721	9.608	9.499	9.390	9.283	9.177	9.070	8.970	8.871	8.769	8.669	8.570
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	11	110.686	109.421	108.170	106.934	105.692	104.484	103.290	102.109	100.942	99.770	98.667	97.576	96.460	95.358	94.268
UTILIDAD BRUTA	USD		210.303	207.900	205.524	203.175	200.815	198.520	196.250	194.007	191.790	189.562	187.466	185.394	183.275	181.180	179.109
Participación Laboral+Impuesto a la Renta	%anual	36,25%	76.235	75.364	74.502	73.651	72.795	71.963	71.141	70.328	69.524	68.716	67.957	67.205	66.437	65.678	64.927
UTILIDAD NETA	USD		134.068	132.536	131.021	129.524	128.019	126.556	125.110	123.680	122.266	120.846	119.510	118.188	116.838	115.502	114.182
Inversiones	USD	-341.931															
WO+Bomba	USD	-341.931															
FNC	USD	-341.931	134.068	132.536	131.021	129.524	128.019	126.556	125.110	123.680	122.266	120.846	119.510	118.188	116.838	115.502	114.182
FNC Acumulativo	USD	-341.931	134.068	266.605	397.626	527.150	655.169	781.726	906.835	1.030.515	1.152.781	1.273.627	1.393.137	1.511.325	1.628.163	1.743.665	1.857.847
Diferencia	USD	-341.931	-207.862	-75.326	55.695	185.219	313.239	439.795	564.904	688.584	810.850	931.696	1.051.206	1.169.394	1.286.232	1.401.734	1.515.917
PAY BACK	MESES		-	-	2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RCB			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

FIGURA 2. 92 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL

PAY BACK (meses)	2,57
TIR	38%
VAN	\$ 5.786.424,67
RCB	1
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero



Elaborado por: Israel Jara Romero

Predicción de la producción del pozo Pindo 5 con propuesta de bombeo mecánico

TABLA 2. 76 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

REGRESIÓN HISTÓRICA		
Arena	Ti	
Reservas@2019/07/31	220083	Bls
Np@2011/12/01	108520	Bls
Qi	92	BPPD
Di	0,00262	1/MES
Qe	73	BPPD
EUR@2019/07/31	328602	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.

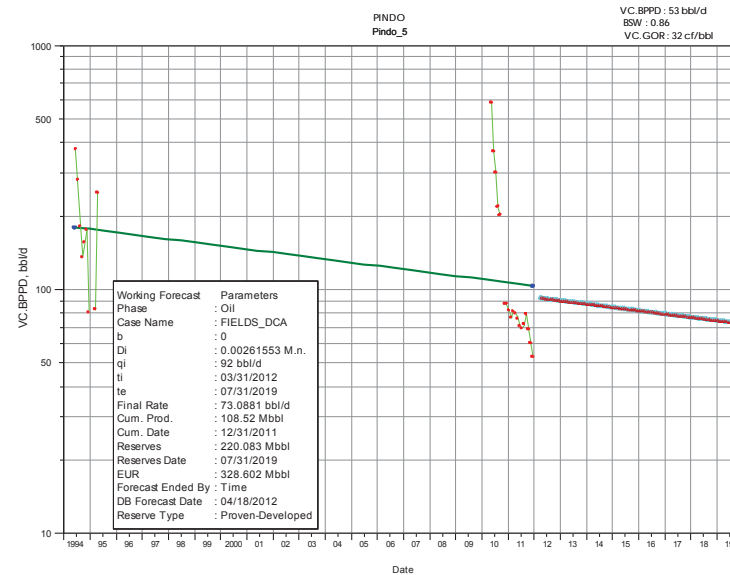


FIGURA 2. 93 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 77 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

Periodo		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod Diaria	BPPD	92	92	91	91	91	91	90	90	90	90	90	89	89	89	89
Prod Mensual	BPPM	2.801	2.793	2.786	2.779	2.771	2.764	2.757	2.750	2.742	2.735	2.728	2.721	2.714	2.707	2.700
Acumulado	BLS	2801	5594	8380	11158	13930	16693	19450	22200	24942	27677	30405	33126	35840	38547	41247
Reservas rema	BLS	217282	214489	211703	208925	206153	203390	200633	197883	195141	192406	189678	186957	184243	181536	178836

Elaborado por: Israel Jara R

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Pindo 5 con propuesta de bombeo mecánico

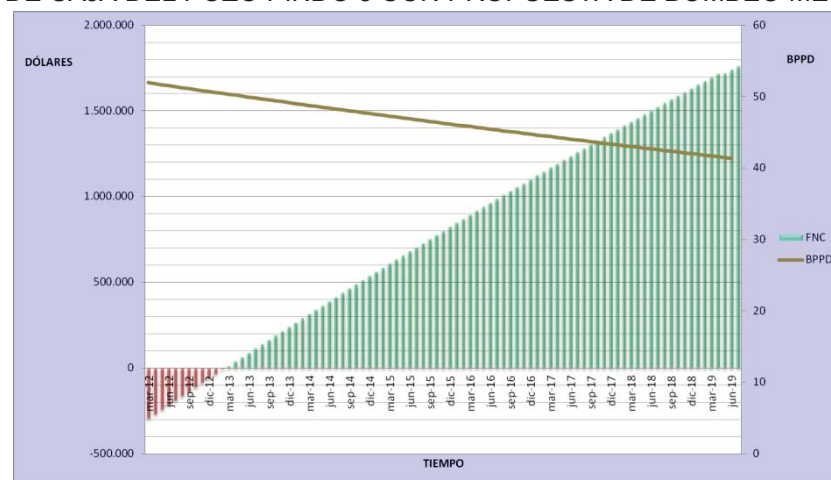
TABLA 2. 78 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

PINDO #5	BOMBEO MECÁNICO																
ITEM	UNIDADES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
INGRESOS	USD		89.338	89.104	88.870	88.638	88.402	88.170	87.940	87.709	87.480	87.248	87.027	86.806	86.579	86.352	86.126
Producción	BPPM		2.801	2.793	2.786	2.779	2.771	2.764	2.757	2.750	2.742	2.735	2.728	2.721	2.714	2.707	2.700
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	5,75	16.103	16.061	16.019	15.977	15.934	15.893	15.851	15.810	15.768	15.726	15.687	15.647	15.606	15.565	15.524
UTILIDAD BRUTA	USD		73.235	73.043	72.851	72.661	72.467	72.277	72.089	71.900	71.712	71.521	71.340	71.159	70.973	70.787	70.602
Participación Laboral+Impuesto a la Renta	%anual	36,25%	26.548	26.478	26.409	26.340	26.269	26.201	26.132	26.064	25.995	25.926	25.861	25.795	25.728	25.660	25.593
UTILIDAD NETA	USD		46.687	46.565	46.443	46.321	46.198	46.077	45.956	45.836	45.716	45.595	45.479	45.364	45.245	45.127	45.009
Inversiones	USD	-296.609															
WO	USD	-196.019															
Eq de Subsuelo	USD	-100.590															
FNC	USD	-296.609	46.687	46.565	46.443	46.321	46.198	46.077	45.956	45.836	45.716	45.595	45.479	45.364	45.245	45.127	45.009
FNC Acumulativo	USD	-296.609	46.687	93.252	139.695	186.016	232.214	278.291	324.247	370.083	415.799	461.394	506.873	552.237	597.482	642.609	687.618
Diferencia	USD	-296.609	-249.922	-203.357	-156.915	-110.593	-64.395	-18.319	27.638	73.474	119.190	164.785	210.264	255.628	300.873	346.000	391.009
PAY BACK	MESES		-	-	-	-	-	-	6,4	-	-	-	-	-	-	-	-
RCB			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FIGURA 2. 94 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO PINDO 5 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

PAY BACK (meses)	6,40
TIR	15%
VAN	\$ 2.620.463,74
RCB	0
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero



Elaborado por: Israel Jara Romero

Predicción de la producción del pozo Pindo 5 con BES actual

TABLA 2. 79 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON BES ACTUAL

REGRESIÓN HISTÓRICA		
Arena	Ti	
Reservas@2019/07/31	162670	Bls
Np@2011/12/01	108520	Bls
Qi	68	BPPD
Di	0,00262	1/MES
Qe	54	BPPD
EUR@2019/07/31	271190	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.

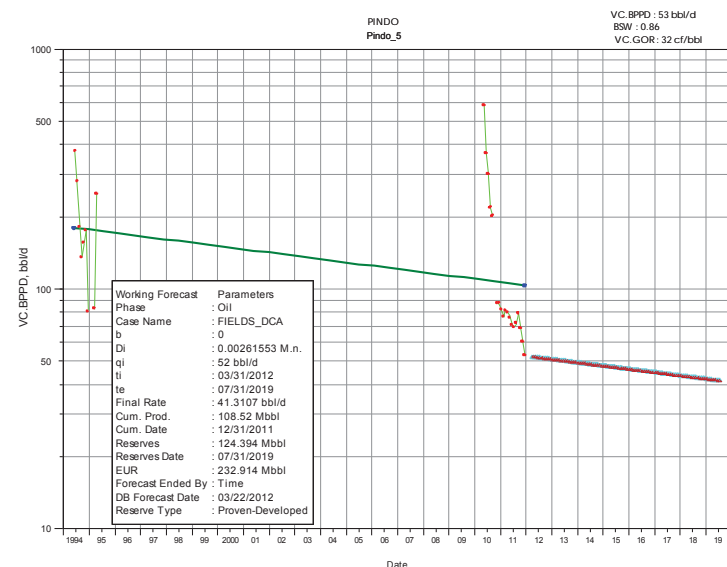


FIGURA 2. 95 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON BES ACTUAL

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 80 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 5 CON BES ACTUAL

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod Diaria	BPPD	68	68	68	67	67	67	67	67	67	66	66	66	66	66	65
Prod Mensual	BPPM	2.070	2.065	2.059	2.054	2.048	2.043	2.038	2.032	2.027	2.022	2.016	2.011	2.006	2.001	1.996
Acumulado	BLS	2070	4135	6194	8247	10296	12339	14376	16408	18435	20457	22473	24485	26491	28492	30487
Reservas rema	BLS	160600	158535	156476	154423	152374	150331	148294	146262	144235	142213	140197	138185	136179	134178	132183

Elaborado por: Israel Jara R

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Pindo 5 con BES actual

TABLA 2. 81 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO YUCA SUR 5 CON BES ACTUAL

PINDO #5	BES																
ITEM	UNIDADES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Fecha		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
INGRESOS	USD		66.032	65.860	65.686	65.515	65.340	65.169	64.999	64.829	64.659	64.488	64.324	64.161	63.993	63.825	63.658
Producción mensual	BPPM		2.070	2.065	2.059	2.054	2.048	2.043	2.038	2.032	2.027	2.022	2.016	2.011	2.006	2.001	1.996
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	11	22.770	22.710	22.651	22.592	22.531	22.472	22.413	22.355	22.296	22.237	22.181	22.124	22.066	22.009	21.951
UTILIDAD BRUTA	USD		43.262	43.149	43.036	42.924	42.809	42.697	42.586	42.474	42.363	42.251	42.143	42.036	41.926	41.817	41.707
Participación Laboral+Impuest o a la Renta	%anual	36,25%	15.683	15.642	15.601	15.560	15.518	15.478	15.437	15.397	15.356	15.316	15.277	15.238	15.198	15.159	15.119
UTILIDAD NETA	USD		27.580	27.508	27.435	27.364	27.291	27.219	27.148	27.077	27.006	26.935	26.866	26.798	26.728	26.658	26.588
Inversiones	USD	-341.931															
WO+Bomba	USD	-341.931															
FNC	USD	-341.931	27.580	27.508	27.435	27.364	27.291	27.219	27.148	27.077	27.006	26.935	26.866	26.798	26.728	26.658	26.588
FNC Acumulativo	USD	-341.931	27.580	55.087	82.523	109.887	137.178	164.397	191.545	218.623	245.629	272.563	299.430	326.228	352.956	379.614	406.203
Diferencia	USD	-341.931	-314.351	-286.844	-259.408	-232.044	-204.753	-177.534	-150.386	-123.308	-96.302	-69.368	-42.501	-15.703	11.025	37.683	64.272
PAY BACK	MESES		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,6	-	-
RCB			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FIGURA 2. 96 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO PINDO 5 CON BES ACTUAL

PAY BACK (meses)	6,40
TIR	15%
VAN	\$ 2.620.463,74
RCB	0
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero



Elaborado por: Israel Jara Romero

Predicción de la producción del pozo Pindo 13 con propuesta de bombeo h. tipo jet

TABLA 2. 82 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 13 CON PROPUESTA DE BOMBEO MECÁNICO

REGRESIÓN HISTÓRICA		
Arena	Ui	
Reservas@2019/07/31	1894140	Bls
Np@2011/12/01	1578230	Bls
Qi	768	BPPD
Di	0,00258	1/MES
Qe	663	BPPD
EUR@2019/07/31	3 472 380	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.

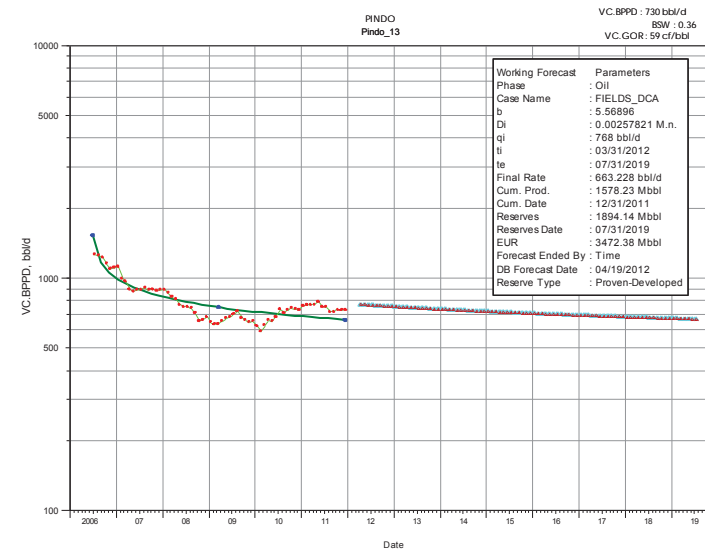


FIGURA 2. 97 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 13 CON PROPUESTA DE BOMBEO H. TIPO JET

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 83 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO13 CON PROPUESTA DE BOMBEO H. TIPO JET

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Tiempo		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod Diaria	BPPD	767	765	763	761	759	758	756	754	752	750	749	747	746	744	742
Prod Mensual	BPPM	23.379	23.320	23.261	23.204	23.146	23.090	23.035	22.981	22.928	22.875	22.825	22.776	22.726	22.676	22.628
Acumulado	BLS	23379	46699	69960	93163	116309	139400	162435	185416	208345	231220	254045	276821	299546	322223	344850
Reservas rema	BLS	1870761	1847441	1824180	1800977	1777831	1754740	1731705	1708724	1685795	1662920	1640095	1617319	1594594	1571917	1549290

Elaborado por: Israel Jara R.

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Pindo 13 con propuesta de bombeo h. tipo jet

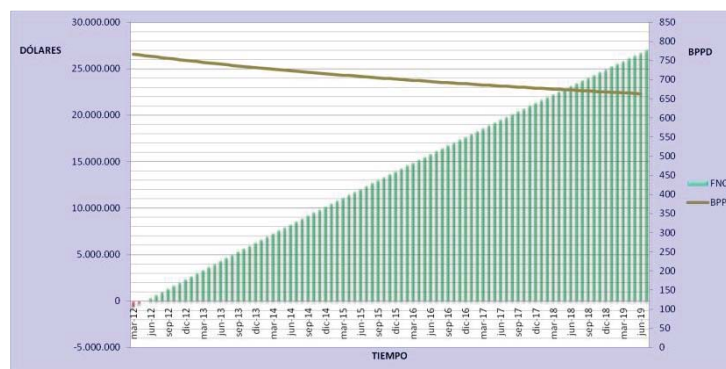
TABLA 2. 84 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO PINDO 13 CON PROPUESTA DE BOMBEO H. TIPO JET

PINDO #13	BOMEJO JET																
ITEM	UNIDADES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Tiempo		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
INGRESOS	USD		745.792	743.895	742.029	740.193	738.357	736.580	734.831	733.108	731.412	729.713	728.121	726.551	724.952	723.375	721.820
Producción mensual	BPPM		23.379	23.320	23.261	23.204	23.146	23.090	23.035	22.981	22.928	22.875	22.825	22.776	22.726	22.676	22.628
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	9	210.412	209.876	209.350	208.832	208.314	207.812	207.319	206.833	206.354	205.875	205.426	204.983	204.532	204.087	203.648
UTILIDAD BRUTA	USD		535.381	534.018	532.679	531.361	530.043	528.767	527.512	526.275	525.058	523.838	522.695	521.568	520.420	519.288	518.172
Participación Laboral+Impuesto a la Renta	%anual	36,25%	194.076	193.582	193.096	192.618	192.141	191.678	191.223	190.775	190.333	189.891	189.477	189.068	188.652	188.242	187.837
UTILIDAD NETA	USD		341.305	340.437	339.583	338.743	337.903	337.089	336.289	335.500	334.724	333.947	333.218	332.500	331.768	331.046	330.335
Inversiones	USD	-656.474															
Bomba Superficial	USD	-400.000															
WO+Eq Superficie	USD	-256.474															
FNC	USD	-656.474	341.305	340.437	339.583	338.743	337.903	337.089	336.289	335.500	334.724	333.947	333.218	332.500	331.768	331.046	330.335
FNC Acumulativo	USD	-656.474	341.305	681.742	1.021.325	1.360.067	1.697.970	2.035.059	2.371.348	2.706.848	3.041.572	3.375.519	3.708.737	4.041.237	4.373.004	4.704.050	5.034.385
Diferencia	USD	-656.474	-315.169	25.268	364.850	703.593	1.041.496	1.378.585	1.714.874	2.050.374	2.385.098	2.719.045	3.052.263	3.384.762	3.716.530	4.047.576	4.377.911
PAY BACK	MESES		-	1,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RCB			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

FIGURA 2. 98 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO PINDO 13 CON PROPUESTA DE BOMBEO H. TIPO JET

PAY BACK (meses)	1,34
TIR	75%
VAN	\$ 21.648.249,45
RCB	1
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero



Elaborado por: Israel Jara Romero

Predicción de la producción del pozo Pindo 13 con BES actual

TABLA 2. 85 PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 13 CON BES ACTUAL

REGRESIÓN HISTÓRICA		
Arena	Ui	
Reservas@2019/07/31	1785620	Bls
Np@2011/12/01	1578230	Bls
Qi	724	BPPD
Di	0,00258	1/MES
Qe	625	BPPD
EUR@2019/07/31	3363860	Bls

Elaborado por: Israel Jara R.

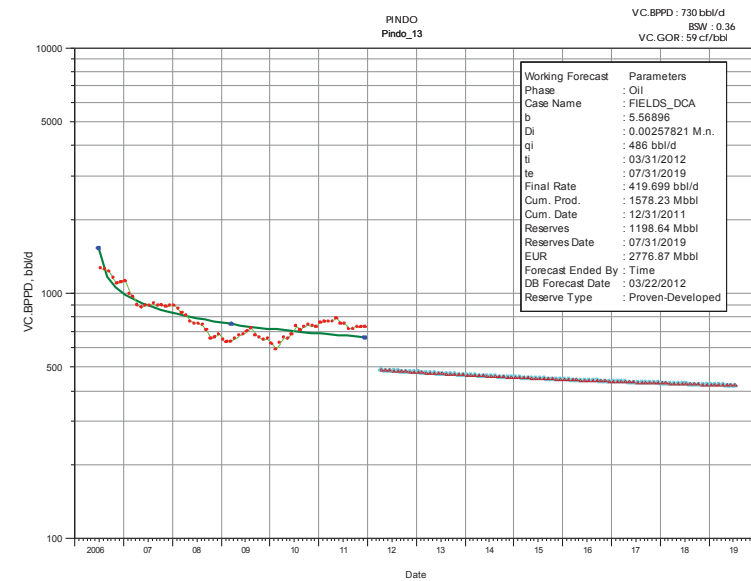


FIGURA 2. 99 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO 13 CON BES ACTUAL

Elaborado por: Israel Jara R.

TABLA 2. 86 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO PINDO13 CON BES ACTUAL

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Tiempo		abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Prod Diaria	BPPD	723	721	719	718	716	714	712	711	709	707	706	704	703	701	700
Prod Mensual	BPPM	22.040	21.984	21.928	21.874	21.820	21.767	21.716	21.665	21.615	21.564	21.517	21.471	21.424	21.377	21.331
Acumulado	BLS	22040	44023	65952	87826	109646	131413	153129	174794	196408	217973	239490	260961	282385	303762	325093
Reservas rema	BLS	1763580	1741597	1719668	1697794	1675974	1654207	1632491	1610826	1589212	1567647	1546130	1524659	1503235	1481858	1460527

Elaborado por: Israel Jara R.

Cálculo de VAN ,TIR y RCB del pozo Pindo 13 con BES actual

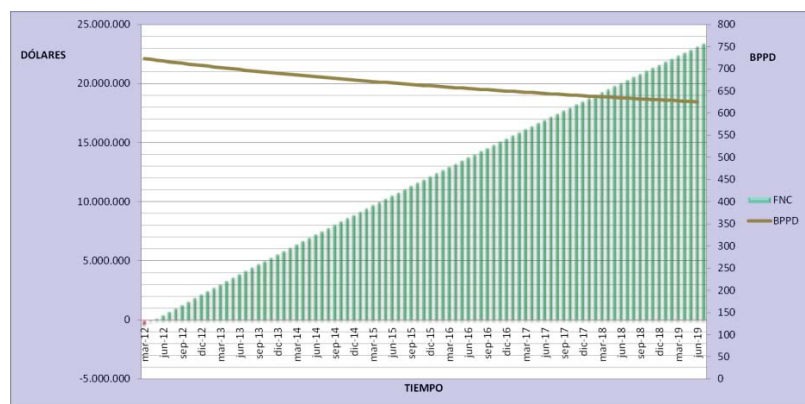
TABLA 2. 87 CÁLCULO DEL VAN, TIR, RCB, DEL POZO PINDO 13 CON BES ACTUAL

PINDO #13	BES																
ITEM	UNIDADES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Tiempo		mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
INGRESOS	USD		703.064	701.276	699.516	697.787	696.056	694.381	692.731	691.107	689.508	687.907	686.406	684.927	683.418	681.932	680.466
Producción mensual	BPPM		22.040	21.984	21.928	21.874	21.820	21.767	21.716	21.665	21.615	21.564	21.517	21.471	21.424	21.377	21.331
Precio Venta	USD		31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90	31,90
Costo operativo total	USD	11	242.436	241.819	241.213	240.616	240.019	239.442	238.873	238.313	237.761	237.209	236.692	236.182	235.661	235.149	234.643
UTILIDAD BRUTA	USD		460.628	459.457	458.304	457.170	456.037	454.939	453.859	452.794	451.747	450.698	449.714	448.745	447.756	446.783	445.822
Participación Laboral+Impuesto a la Renta	%anual	36,25%	166.978	166.553	166.135	165.724	165.313	164.915	164.524	164.138	163.758	163.378	163.021	162.670	162.312	161.959	161.611
UTILIDAD NETA	USD		293.651	292.904	292.169	291.446	290.723	290.024	289.335	288.656	287.989	287.320	286.693	286.075	285.445	284.824	284.212
Inversiones	USD	-400.000															
WO+Bomba	USD	-400.000															
FNC	USD	-400.000	293.651	292.904	292.169	291.446	290.723	290.024	289.335	288.656	287.989	287.320	286.693	286.075	285.445	284.824	284.212
FNC Acumulativo	USD	-400.000	293.651	586.554	878.723	1.170.169	1.460.892	1.750.916	2.040.251	2.328.907	2.616.896	2.904.215	3.190.908	3.476.983	3.762.428	4.047.252	4.331.464
Diferencia	USD	-400.000	-106.349	186.554	478.723	770.169	1.060.892	1.350.916	1.640.251	1.928.907	2.216.896	2.504.215	2.790.908	3.076.983	3.362.428	3.647.252	3.931.464
PAY BACK	MESES		-	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RCB			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

PAY BACK (meses)	1,36
TIR	73%
VAN	\$ 18.618.406,40
RCB	1
Tasa anual@mar-12	6,35%
Tasa men@mar-12	0,53%

Elaborado por: Israel Jara Romero

FIGURA 2. 100 FLUJO NETO DE CAJA DEL POZO YUCA SUR 19 CON BES ACTUAL



Elaborado por: Israel Jara Romero

2.4.5.5. Rentabilidad del Proyecto

Se ha determinado que el proyecto de cambio de los sistemas de levantamiento artificial es rentable para todos los pozos seleccionados, se obtuvo una relación costo-beneficio de 0 para los pozos Yuca Sur 4, 14 y Pindo 5 es decir que el proyecto se acepta o debe ser revisado. Adicionalmente se obtuvo una relación costo-beneficio de 1 para los pozos Yuca Sur 19 y Pindo 13 es decir que los proyectos deben ser aceptados. Se obtuvo una relación de 1 debido a que en estos pozos los reservorios evaluados tienen mayor potencial y por ende mayor aporte de petróleo.

2.4.5.2. Análisis de resultados

Una vez realizados los cálculos de VAN, TIR Y RCB, de los proyectos de cambio propuestas y de los sistemas de levantamiento artificial actualmente operando se ha determinado la factibilidad de los proyectos y se tiene:

Yuca Sur 4

Propuesta de bombeo mecánico: Los resultados de VAN, TIR, y RCB indican que es económicamente viable realizar el cambio a bombeo mecánico para este pozo ya que se obtendrá una tasa mensual de retorno de 23% y se recuperará la inversión en el mes 4 el y su Valor actual neto es de 2'721 316 dólares; Las reservas recuperables serán de 217 916 barriles y la recuperación total de petróleo (EUR) para este pozo será de 480 718 barriles hasta ago-2019. Véase las tablas 2.58, 2.59, 2.60 y las figuras 2.81 y 2.82.

Mantener el sistema de bombeo electrosumergible: Se obtuvo como resultado que manteniendo el sistema de bombeo electrosumergible se recuperará menor volumen de petróleo y por tanto el beneficio económico

será menor; las reservas recuperables serán de 147 324 barriles y la recuperación total de petróleo (EUR) será de 410 125 barriles @ ago-2019. La tasa mensual de retorno de los costos operativos es de 10% mensual y el Valor actual Neto es de 1 635 862 dólares. Véase las tablas 2.61, 2.62, 2.63 y las figuras 2.83 y 2.84.

Yuca Sur 14

Propuesta de bombeo hidráulico tipo pistón: De acuerdo con los resultados de VAN, TIR, y RCB indican que sí es rentable el proyecto de cambio a bombeo hidráulico tipo pistón. Se recuperará la inversión en el séptimo mes a una tasa interna de retorno del 15% mensual. Las reservas recuperables serán de 393 551 barriles, la recuperación total de petróleo (EUR) para este pozo será de 1' 786 000 barriles @ ago-2019; El valor actual neto es de 4'151 525 dólares. Véase las tablas 2.64, 2.65, 2.66 y las figuras 2.85 y 2.86.

Mantener el sistema de bombeo electrosumergible: Se determino que al manteniendo el sistema de bombeo electrosumergible en este pozo se recuperará menor volumen de petróleo en comparación con la propuesta de bombeo hidráulico tipo pistón. Las reservas recuperables serán de 278 938 y la recuperación total de petróleo (EUR) será de 1'671 390 barriles @ ago-2019; la tasa de retorno será de 22% mensual y el Valor actual neto de 2'781 481 dólares. Véase las tablas 2.67, 2.68, 2.69 y las figuras 2.87 y 2.88.

Yuca Sur 19

Propuesta de bombeo hidráulico tipo pistón: En este pozo los resultados de VAN, TIR, y RCB indican que es económicamente rentable el cambio a sistema de bombeo hidráulico tipo pistón ya que se recuperará la inversión

en el cuarto mes a una tasa de retorno mensual del 25%. Las reservas recuperables serán de 782 458 barriles y la recuperación total (EUR) será de 1'837 500 barriles. El valor actual neto del proyecto es de 8'020 231 dólares. Véase las tablas 2.70, 2.71, 2.72 y las figuras 2.89 y 2.90.

Mantener el sistema de bombeo electrosumergible: Manteniendo el sistema de bombeo electrosumergible resultará en una menor recuperación de petróleo en comparación con el bombeo hidráulico tipo pistón. Las reservas recuperables serán de 559 833 barriles y la recuperación total (EUR) será de 1'668 870 barriles @ ago-2019. La tasa interna de retorno es de 27 % mensual. La tasa de retorno será de 38 % mensual y el Valor actual neto es de 5'786 424 dólares. Véase las tablas 2.73, 2.74, 2.75 y las figuras 2.91 y 2.92.

Pindo 5

Propuesta de bombeo mecánico: Los resultados de VAN, TIR, y RCB muestran que en este pozo el cambio a bombeo mecánico es rentable ya que se recupera la inversión a una tasa de retorno de 15% mensual en el sexto mes. Las reservas recuperables serán de 220 083 barriles y la recuperación total (EUR) será de 328 602 barriles @ ago-2019. El valor actual neto del proyecto es de 2'620 463 dólares. Véase las tablas 2.76, 2.77, 2.78 y las figuras 2.93 y 2.94.

Mantener el sistema de bombeo electrosumergible: Se obtuvo como resultado que manteniendo el sistema de bombeo electrosumergible se recuperará menor volumen de petróleo en comparación con la propuesta de bombeo mecánico. Las reservas recuperables serán de 162 670 barriles y la recuperación total (EUR) será de 271 190 barriles @ ago-2019. La tasa de

retorno será de 8% mensual y el valor actual neto es de 1'385 329 dólares. Véase las tablas 2.79, 2.80, 2.81 y las figuras 2.95 y 2.96.

Pindo 13

Propuesta de bombeo hidráulico tipo jet: En este pozo los resultados de VAN, TIR, y RCB indican que si es rentable el proyecto de cambio a bombeo hidráulico tipo jet. Se obtuvo unas tasas internas de retorno de 52% mensual y la inversión se recuperará en el segundo mes. Las reservas recuperables serán de 1'894 140 barriles y la recuperación total (EUR) 3'472 380 barriles @ ago-2019 y el valor actual neto es de 21'449 302 dólares. Véase las tablas 2.82, 2.83, 2.84 y las figuras 2.97 y 2.98

Mantener el sistema de bombeo electrosomergible: Se obtuvo como resultado que manteniendo el bombeo electrosomergible se recuperará menor volumen de petróleo. Las reservas recuperables serán de 1'785 620 barriles y la recuperación total (EUR) será de 3'363 860 barriles @ ago-2019. La tasa de retorno será de 73 % y el valor actual neto de 18'618 406 dólares. Véase las tablas 2.85, 2.86, 2.87 y las figuras 2.99 y 2.100.

CAPÍTULO III

3. DISEÑO METODOLÓGICO

3.1. Tipo de estudio

El presente estudio es de tipo de *Descriptivo* porque pretende evaluar aspectos y componentes de los sistemas de producción actual de los campos Pindo y Palanda para proponer el cambio de equipos de levantamiento artificial de los pozos seleccionados; de tipo *Transversal* ya que se desarrollará entre los meses de nov/2011 y Abr/2012; y *Prospectivo* porque los resultados servirán a futuro.

3.2. Universo y muestra

El Universo de Estudio son los campos Pindo y Palanda que suman 32 pozos perforados y la muestra corresponde a 16 que actualmente operan con bombeo electrosurgible debido a que estos pozos cuentan con la información y las características necesarias para realizar la evaluación. En la figura 2.101 se describe la muestra que corresponde al 50% de los pozos de estos se excluyeron los pozos abandonados, cerrados, inyectores, reinyectores, en workover y los pozos con bombeo hidráulico.

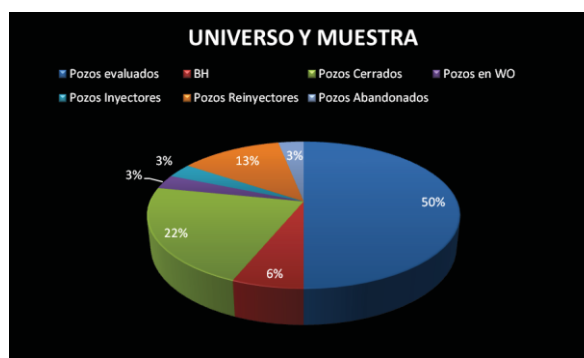


FIGURA 2. 101 UNIVERSO Y MUESTRA
Elaborado por: Israel Jara R.

Para la evaluación de los sistemas de levantamiento artificial se seleccionó los pozos verticales con sistemas de bombeo electrosumergible, se excluyeron los pozos con bombeo electrosumergible ya que no contaban con la suficiente información.

Para la propuesta de nuevos sistemas de levantamiento artificial se seleccionó los pozos que resultaron con resbalamiento de los fluidos en el análisis nodal, adicionalmente se consideraron los pozos con bajo índice de productividad y pozos cuyas bombas eléctricas sumergibles se encuentran trabajando fuera del rango de operación.

3.3. Métodos y técnicas de la recolección de datos

En la presente investigación, se utilizará tanto fuentes primarias como fuentes secundarias.

Dentro de las fuentes primarias se encuentra toda la información referente a los campos Pindo y Palanda y a los sistemas de producción que están actualmente operando.

Para la recolección de datos en la presente investigación se utilizará una matriz con todos los indicadores pertinentes. Para la adquisición de datos e información se realizarán visitas programadas a las oficinas del consorcio PETROSUD-PETRORIVA y al campo, la información consistirá en:

- Historial de producción
- Estado actual de la producción del campo
- Datos petrofísicos
- Parámetros de los fluidos

- Datos de registros de pozo

Dentro de las fuentes secundarias se utilizará información de libros, folletos, revistas y páginas virtuales que registran la metodología y teorías referentes a la evaluación y optimización de los sistemas de levantamiento artificial.

3.4. Análisis e interpretación de datos

En el análisis y la interpretación de datos se expondrán los resultados de la selección de los sistemas de levantamiento artificial que se adaptan a las necesidades de producción de los pozos de los campos Pindo y Palanda.

Para lo cual se utilizarán:

- Tablas y gráficos estadísticos
- Programas de cálculo
- Fichas

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

4.1. Condiciones para la selección

4.1.1. Características del fluido a producir

A continuación se describen los principales parámetros petrofísicos de los fluidos correspondientes a los pozos seleccionados para el cambio de sistemas de levantamiento artificial. Véase la tabla 4.1

TABLA 4. 1 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS FLUIDOS

Pozo	Arena	API	yg	BSW	Salinidad
				%	ppm
Yuca Sur 04	U+T	25	0,96	66	53000
Yuca Sur 14	T	27,6	0,93	70	38100
Yuca Sur 19	T	27,6	0,93	38	38000
Pindo 05	U+T	22,4	0,96	86	33100
Pindo 13	Ui	18,2	0,98	36	48000

Elaborado por: Israel Jara R.

4.1.2. Resultados de la evaluación técnica

Resultados del Análisis Nodal

En lo que corresponde al Análisis Nodal se identificó primeramente a los pozos que presentan índices de productividad bajos como es el caso de los pozos Palanda 04; Primavera 1; Yuca Sur 04, 14, 19; Pindo 5, 9 y 13. Adicionalmente los pozos Yuca Sur 04, 14, 19; Pindo 5, 7 y 13 presentan rangos característicos de deslizamiento o fricción en la curva del Outflow. Véase la tabla 4.2.

Resultados del punto de operación de las bombas electrosumergibles

Se determino que en los pozos Yuca Sur 01, 19, Pindo 5,6 y 13 las bombas eléctricas sumergibles se encuentran trabajando en la zona de empuje descendente, es decir que las tasas de producción son menores a las recomendadas; la producción del pozo Pindo 7 se encuentra en el rango de empuje ascendente es decir que su producción es mayor que la óptima.

Se tiene como consecuencia, desgaste de los equipos y reducción de su vida útil.

Resultados del rediseño de las bombas electrosumergibles

Se obtuvo como resultado del rediseño de las bombas eléctricas sumergibles que los pozos Palanda 2, Yuca Sur 01, 12, 19; Pindo 5, 6, 9, 14 y Pindo Este requieren de otro modelo de bomba que vaya de acuerdo al potencial de los reservorios.

TABLA 4. 2 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

ITEM	POZO	IP	A. NODAL	CURVA DE V.V	REDISEÑO	Qt	Qo	Qw	Qg	Pr	Pwf	Propuesta de Cambio
		BPD/PSI				BFPD	BPPD	BWPD	PCD	PSI	PSI	
1	Palanda 02	1,10954233		1501	GC1600	1501	330	1171	23000	3540	2187	
2	Palanda 04	0,26467156		635	FC925	635	292	343	15500	3234	835	
3	Primavera 1	0,27203937		371	FC650	371	74	297	15400	2305	941	
4	Yuca Sur 01	2,7505794		3600	E127	3600	180	3420	46000	3936	2627	
5	Yuca Sur 04	0,16169403	deslizamiento	282	FC650	282	96	186	22500	2500	756	Bombeo Mecánico
6	Yuca Sur 12	0,97207259		734	F35	734	294	440	28000	1600	845	
7	Yuca Sur 14	0,74457554	deslizamiento	674	FC925	674	202	472	34000	1600	695	Bombeo Hidráulico (pistón)
8	Yuca Sur 19	0,36702571	deslizamiento	536	GC1600	536	332	204	43000	2062	602	Bombeo Hidráulico (pistón)
9	Pindo 05	0,44779548	deslizamiento	488	F35	488	68	420	12400	3029	1939	Bombeo Mecánico
10	Pindo 06	2,16558876		1850	GC2200	1850	185	1665	27600	2487	1633	
11	Pindo 07	0,98719174	fricción	2939	E127	2939	294	2645	46500	3749	772	
12	Pindo 09	0,41640727		1014	F35	1014	122	892	25800	3546	1111	
13	Pindo 11	1,07018086		1980	GC2200	1980	515	1465	33500	2580	730	
14	Pindo 13	0,66372785	deslizamiento	1132	GC2200	1132	724	408	30500	2405	699	Bombeo Hidráulico (jet)
15	Pindo 14	2,11835412		3326	E127	3326	798	2528	87800	2621	1051	
16	Pindo Este 1	1,33132107		698	H27	698	279	419	21300	1370	846	

Elaborado por: Israel Jara R.

Propuesta de cambio a bombeo mecánico para el pozo Yuca Sur 04

Se recomienda realizar el cambio a Bombeo Mecánico a el Pozo Yuca Sur 04 debido a tiene un índice de productividad de 0,161 BPD/PSI, la producción de petróleo es de 96 BPPD y la producción de gas en este pozo es relativamente baja con 22500 PCD. Adicionalmente en este pozo el outflow presenta un rango característico de deslizamiento.

Propuesta de cambio a bombeo mecánico para el pozo Pindo 5

Se recomienda el cambio a Bombeo Mecánico al pozo Pindo 5, ya que este presenta un índice de productividad de 0,447 BPD/PSI que es un valor bajo, adicionalmente el outflow presenta deslizamiento; la producción de petróleo en este pozo es de 68 BPD y la producción de gas es de 12400 PCD, este valor es bastante bajo lo cual es una ventaja ya que no se vería afectada la eficiencia volumétrica en una completación de Bombeo Mecánico.

Propuesta de cambio a bombeo hidráulico tipo pistón para el pozo Yuca Sur 14

Para este pozo se recomienda cambio a bombeo hidráulico tipo pistón ya que tiene un índice de productividad de 0,744 BPD/PSI que es un valor medianamente bajo en comparación con los pozos Yuca Sur 4 y Pindo 5; en cuanto al outflow este presenta un rango característico de deslizamiento; adicionalmente en este pozo la presión de reservorio es de 1600 PSI y la presión de fondo es de 695 PSI, estas son presiones bastante bajas pero para el bombeo tipo Pistón no representarían un problema.

Propuesta de cambio a bombeo hidráulico tipo pistón para el pozo Yuca Sur 19

Para el pozo Yuca Sur 19 se recomienda el cambio a bombeo hidráulico tipo pistón ya que el índice de productividad es de 0,367 BPD/PSI; la curva del outflow presenta un rango característico de deslizamiento; adicionalmente la bomba actualmente instalada esta trabajando fuera del rango de operación; también en este pozo se determinó en el rediseño de BES que se requiere de otro modelo de bomba que vaya de acuerdo con el potencial del reservorio y finalmente en este pozo las presiones son relativamente bajas $P_r=2062$ PSI; $P_{wf}= 602$ PSI pero para el bombeo hidráulico tipo pistón no representarían un problema.

Propuesta de cambio a bombeo hidráulico tipo jet para el pozo Yuca Sur 13

Se recomienda el cambio a bombeo hidráulico tipo jet para el pozo Pindo 13 ya que su índice de productividad es de 0,663 BPD/PSI; la curva del outflow presenta un rango característico de deslizamiento. Adicionalmente la bomba eléctrica sumergible actual esta trabajando fuera del rango óptimo de operación. Las presiones son de $P_r=2405$ PSI y $P_{wf}=699$ PSI estos valores son mayores en comparación con las presiones de los pozos Yuca Sur 14 y 19. Por los parámetros aquí mencionados se recomienda el cambio a bombeo hidráulico tipo pistón.

4.1.3. Resultados del análisis económico

A continuación se realiza una comparación de los parámetros económicos entre los sistemas de levantamiento artificial propuesto y los actuales

Yuca Sur 4

TABLA 4. 3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO YUCA SUR 4

	Propuesta B. Mecánico	BES actual
Qi (BPPD)	142	96
Costo ope. (dól/bls)	5,75	11
Reservas (bls)	217 916	147 324
EUR@ago-2019 (bls)	480 718	410 125
TIR (%)	22%	10%
VAN (dól)	2' 721 316	1' 635 862

Elaborado por: Israel Jara R.

Los resultados de la tabla 4.3 indican que el costo operativo con bombeo mecánico es menor, y que debido a la tasa de diseño es mayor que con el sistema BES actual se tendrá una mayor recuperación de petróleo y por tanto se tendrá mayores beneficios económicos.

Yuca Sur 14

TABLA 4. 4 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO YUCA SUR 14

	Propuesta B. tipo Pistón	BES actual
Qi (BPPD)	285	202
Costo ope. (dól/bls)	9	11
Reservas (bls)	393 551	278 938
EUR@ago-2019 (bls)	1'786 000	1'671 390
TIR (%)	25%	22%
VAN (dól)	4'350 472	2'781 481

Elabora por: Israel Jara R.

El costo operativo con bombeo hidráulico tipo pistón es menor y con la propuesta de cambio se recuperará mayor volumen de petróleo y por tanto mayor beneficio económico. Véase la tabla 4.4.

Yuca Sur 19

TABLA 4. 5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO YUCA SUR 19

	Propuesta B. tipo Pistón	BES actual
Qi (BPPD)	432	332
Costo ope. (dól/bls)	9	11
Reservas (bls)	728 458	559 833
EUR@ago-2019 (bls)	1' 837 500	1' 168 870
TIR (%)	39%	38%
VAN (dól)	8' 219 178	5' 786 424

Elaborado por: Israel Jara R.

Los resultados indican que el costo operativo utilizando el bombeo hidráulico tipo pistón es menor, adicionalmente se el caudal de diseño del mismo es mayor por tanto se tendrá mayor recuperación de petróleo y por tanto mayores ingresos. Véase la tabla 4.5.

Pindo 5

TABLA 4. 6 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO PINDO 5

	Propuesta B. Mecánico	BES actual
Qi (BPPD)	92	68
Costo ope. (dól/bls)	5,75	11
Reservas (bls)	220 083	162 670
EUR@ago-2019 (bls)	328 602	271 190
TIR (%)	15%	8%
VAN (dól)	2'617 270	1' 385 329

Elaborado por: Israel Jara R.

Los resultados de los parámetros económicos indican que para el pozo Pindo 5 se tendrá una mayor recuperación de petróleo con bombeo mecánico ya que el caudal inicial de diseño será mayor al actual y se tendrá mayores beneficios económicos. Véase la tabla 4.6.

Pindo 13

TABLA 4. 7 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PARA EL POZO PINDO 13

	Propuesta B. tipo Jet	BES actual
Qi (BPPD)	768	724
Costo ope. (dól/bls)	9	11
Reservas (bls)	1' 894 140	1' 785 620
EUR@ago-2019 (bls)	3' 472 380	3' 363 860
TIR (%)	75%	73%
VAN (dól)	21' 648 249	18' 618 406

Elaborado por: Israel Jara R.

La propuesta de cambio a bombeo hidráulico tipo jet para el pozo Pindo 13 resulta económicamente viable ya que se se tendrán un valor actual neto de 21' 449 302 dólares debido a que la recuperación de petróleo será mayor. Véase la tabla 4.7.

4.2. Selección de los sistemas de Levantamiento Artificial**Pozo Yuca Sur 4**

El pozo se encuentra actualmente operando con bombeo electrosumergible el último WO se realizo el primero de noviembre del 2010; Se tuvo una producción de BFPD= 282, BPPD=96, BAPD=186, y BSW=66% @ Oct-2011. Se recomienda para este cambio a bombeo mecánico ya que este sistema tiene un costo operativo mucho menor, ya la tasa de producción estimada será de la producción de gas es relativamente baja por tanto no se estaría afectando la eficiencia volumétrica, la producción probable con bombeo mecánico es de 153 BFPD.

El análisis económico indica que la inversión se recuperará en 16 meses a con una tasa de retorno de 6% mensual.

Pozo Yuca Sur 14

El pozo se encuentra actualmente operando con bombeo electrosurgible, se obtuvo una producción de 674 BFPD, 202 BPPD y BSW=70 %@Oct-2011, se recomienda para este pozo el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón ya que con este sistema se recuperará un mayor volumen de petróleo, la recuperación total (EUR), será de 1 786 000 barriles hasta el agosto del 2019.

Pozo Yuca Sur 19

En este pozo la producción en el mes de octubre del 2011 fue de 332 BPPD y 204 BAPD; el sistema de levantamiento artificial recomendado para este pozo es de bombeo hidráulico tipo pistón ya que la producción inicial estimada será de 432 BPPD y por tanto la recuperación total de petróleo (EUR) será de 1'837 500 barriles hasta agosto del 2019.

Pindo 5

Para este pozo se seleccionó el sistema de bombeo mecánico ya que la producción de petróleo ascenderá de 68 BPPD a 92 BPPD y la recuperación total de petróleo (EUR) será de 328 602 barriles hasta agosto del 2019 y el valor actual neto del proyecto será de 2' 620 463 dólares.

Pindo 13

El sistema de levantamiento artificial recomendado para este pozo es el bombeo hidráulico tipo jet ya que se estima que la producción de petróleo aumentará de 724 a 768 BPPD y la recuperación total de petróleo (EUR), será de 3 472 380 barriles hasta agosto del 2019.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- El campo Pindo tuvo una producción promedio por mes de alrededor de 4757 barriles de petróleo por día, 424,5 MPCD de gas de formación, y 12301 BAPD de agua; en el campo Palanda Yuca Sur la producción promedio por mes fue de alrededor de 2210 barriles de petróleo por día, 263,4 MPCD de gas de formación, y 7219 BAPD @ octubre del 2011.
- El campo Pindo cuenta con las reservas desarrolladas de 5'038 710 barriles de petróleo; reservas no desarrolladas de 3' 821 840 barriles y las reservas remanentes totales suman 8'860 550 barriles. El campo Palanda Yuca Sur tiene 3'781 592 barriles de reservas desarrolladas; 3'127 484 de reservas no desarrolladas y 6' 909 076 de reservas remanentes totales @ enero del 2011.
- La evaluación mediante Análisis Nodal permitió determinar que los pozos Yuca Sur 04, Yuca Sur 04, 14, 19; Pindo 5, y 13 tienen un índice de productividad relativamente bajo; adicionalmente se encuentran produciendo a tasas menores del rango óptimo, esto se pudo constatar por la forma característica de deslizamiento que presentan las curvas de demanda (outflow), este deslizamiento por baja velocidad provoca que se cargue al pozo de líquido aumentando la demanda de energía en el fondo del pozo. El pozo Pindo 7 la curva de demanda presento un rango característico de fricción debido a que la producción excede a las tasas óptimas, es decir que se genera un

aumento en las pérdidas por fricción aumentando los requerimientos de energía en el fondo del pozo.

- La elaboración de las curvas de comportamiento de las bombas eléctricas sumergibles permitió determinar que en los pozos Yuca Sur 19, Pindo 5, 6 y Pindo 13 el punto de operación se encuentra en la zona de empuje descendente (Downthrust) es decir que las BES que corresponden a estos pozos están levantando menos fluido para el cual fueron diseñadas, las consecuencias de este estado operativo son primeramente que se produce un empuje axial de la bomba, lo que genera desgaste de los equipos reduciendo así la vida útil de los mismos, adicionalmente podría llegarse a la destrucción de las etapas de la bomba; En el pozo Yuca Sur 01 el punto de operación se encuentra en la zona de empuje ascendente (upthrust) es decir que la bomba esta levantando mayor volumen de fluido para la cual fue diseñada, de igual forma se produce un desgaste y reducción de la vida útil de los equipos.
- Se obtuvo como conclusión que para el pozo Yuca Sur 4 el sistema de bombeo mecánico es el más adecuado a que el índice de productividad en este pozo es bajo con un valor de $J=0,16$ BFPD/PSI, adicionalmente este pozo presenta presiones bajas de $P_r=2500$ PSI y PWF 756, lo que no representaría un problema para el bombeo mecánico, el nivel del fluido se encuentra a 7977 ft, este valor es aceptable ya que se puede hacer diseños de bombeo mecánico hasta 11000 ft y finalmente la eficiencia volumétrica no se vería afectada ya que la producción de gas promedia de este pozo es de 22 500 PCS. Se ha seleccionado para este pozo la unidad C-640-365-144, con diámetro del plunger=1 1/4 pulg, diámetro del tubing=2 1/2 in, diámetro del rod size=3/4-7/8-1 in.

- Se obtuvo como conclusión que para el pozo Yuca Sur 14 el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón es más viable que el actual, ya que en este pozo el índice de productividad es relativamente bajo con un valor de 0,74 BFPD/PSI, y el cambio de sistema reducirá los costos operativos. Se ha seleccionado la bomba del fabricante Kobe del tipo “A” 3x1 3/4-13/4X1 1/2; para ID= 2,992 pulg. y relación motor bomba P/E=1,351.
- En el pozo Yuca Sur 19 se ha seleccionado el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón, ya que este pozo tiene un índice de productividad relativamente bajo con un valor de $J=0,36$ BFPD/PSI y los costos operativos se reducirían, especialmente en los workovers en comparación con el sistema BES. La bomba seleccionada es del fabricante Kobe del tipo: “A” 3x1 1/2-1 3/4; para ID= 2,992 pulg y con una relación motor bomba de P/E=1,48.
- Se concluye que para el pozo Pindo 5 el sistema de bombeo mecánico es el mas adecuado, ya que el índice de productividad de este pozo es bajo, su valor es de 0,44 BPPD/PSI, la producción de gas fue de 12400 PCS, es decir que la eficiencia volumétrica no se vería afectada. Para este pozo se ha seleccionado la unidad C-912D-427-144, con diámetro del plunger: 1 3/4 in, diámetro del tubing: 2 1/2 in, diámetro del rod size: 3/4-7/8-1 in.
- El sistema de levantamiento seleccionado para el pozo Pindo 13 es de bombeo hidráulico tipo jet, este pozo tiene un índice de productividad relativamente bajo, con un valor de 0,66 BPPD/PSI y se reduciría el costo operativo con la propuesta de cambio de sistema. Para este pozo se ha seleccionado la bomba del fabricante National boquilla 12,

A, con área de la garganta (A_t)=0,0910 pulg² y área de la boquilla (A_n)=0,0346 pulg².

5.2. Recomendaciones

- Se recomienda implementar los proyectos de cambios de sistemas de levantamiento artificial descritos en el presente estudio, ya que permitirán incrementar la producción de petróleo en los campos y a la vez se reducirán los costos operativos de los mismos. Para que los proyectos de cambio de sistemas de levantamiento artificial sean viables se recomienda también realizar estudios e implementar trabajos de control de producción de agua, ya que permitirán alargar la vida útil de los pozos y mantendrán la productividad de petróleo de los reservorios.
- En cuanto a las reservas se recomienda implementar los proyectos de cambio de sistemas de levantamiento artificial, ya que, al proponer estos una tasa de producción más alta, las reservas recuperables hasta agosto del 2019 serán mayores. Adicionalmente se recomienda realizar Análisis PVT's en los campos Pindo y Palanda-Yuca Sur, para que cualquier otro tipo de estudio que requiera de las propiedades físicas de los fluidos, pudiendo ser estos estimación de reservas o estudios de los sistemas de producción, puedan generar resultados adecuados.
- Adicionalmente se recomienda realizar pruebas de pozos para actualizar la información referente a los índices de productividad, para tener un conocimiento adecuado de los reservorios y operar los pozos de forma adecuado.

- Se recomienda para el pozo Pindo 5 cambiar al sistema de bombeo mecánico ya que Manteniendo el sistema BES, a la tasa de producción de 68 BPPD, y a un costo operativo de 11 dólares, las reservas recuperables serán de 162 670 barriles hasta agosto del 2019; con el proyecto de cambio a sistema de bombeo mecánico el costo operativo bajará a 5,75 dólares en este pozo, adicionalmente la producción probable será de 92 BPPD y las reservas recuperables hasta agosto del 2019 serán de 220 083 dólares, el valor actual neto será de 2'620 463 dólares a una tasa de retorno del 15 % anual.
- Se recomienda para el pozo Pindo 13 cambiar al sistema de bombeo hidráulico tipo pistón, debido a a que manteniendo el sistema BES a la producción actual de 724 BPPD, las reservas recuperables serán de 1'785 620 barriles para este pozo; con el cambio de sistema de levantamiento artificial la producción se incrementará a 768 BPPD y las reservas recuperables serán de 1'894 140 barriles, el valor actual neto del proyecto será de 21'499 302 dólares y la tasa de retorno será del 52% mensual.
- Para el pozo Yuca Sur 4 se recomienda instalar el sistema de bombeo mecánico, ya que el costo operativo se reducirá de 11 a 5,75 dólares, las reservas recuperables se incrementarán a 217 916 barriles hasta agosto del 2019 y por tanto el valor actual neto del proyecto será de 2' 713 358.
- Se recomienda para el pozo Yuca Sur 14 cambiar al sistema de bombeo hidráulico tipo pistón, ya que manteniendo el sistema BES a la producción de 202 BPPD y a un costo operativo de 11 dólares, las reservas recuperables serán de 278 938 barriles hasta agosto del 2019 y el valor actual neto será de 2' 781 481 dólares, con la

propuesta de cambio el costo operativo para este pozo descenderá a 9 dólares y con el incremento de la producción a 285 BPPD, las reservas recuperables serán de 393 551 barriles y el valor actual neto del proyecto será de 4'151 525 dólares a una tasa de retorno mensual del 17%.

- Para el pozo Yuca Sur 19 se recomienda el sistema de bombeo hidráulico tipo pistón Manteniendo el sistema BES a la producción actual de 332 BPPD y a costo operativo de 11 dólares, permitirá recuperar 559 883 barriles hasta agosto del 2019; con el proyecto de cambio se reducirá el costo operativo a 9 dólares y con el incremento de producción a 432 BPPD, se podrán recuperar 728 458 barriles @ agosto del 2019, el valor actual del proyecto será de 8' 020 231 dólares a una tasa de retorno del 27% mensual.
- Se recomienda realizar realizar estudios para los sistemas de bombeo mecánico tipo Rotaflex, debido a que en general los sistemas de bombeo mecánico resultan mucho más económico en cuanto a equipos, a reacondicionamientos y los costos operativos se reducirían en un gran porcentaje en comparación con los sistemas de bombeo electrosumergible, ya que estos sistemas requieren de inversiones considerables para su reacondicionamiento, cambios de bomba, cambios de cable y generación eléctrica.

CAPÍTULO VI

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Baby P., Rivadeerira M., (2004) Barragán R. "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo".
- Bradley H.B. (1992) "Petroleum Engineering Handbook", Printing Society of Petroleum Engineers Rochardson.
- Brown, K. E. and Beggs, H. D. (1997) "The Technology of Artificial Lift Methods", Pennwell Publishing Company.
- Carlos Benzer, (1996) "Correlaciones numéricas PVT", Universidad de Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras, Maracaibo.
- H. Dale Beggs, (1991) "Production Optimization Using Nodal TMAAnalysis", OGCI, Inc., Petroskills, IIC. and H. Dale Beggs.
- Ing. Jesús E. Mannucci V., MSC, "Caracterización física de yacimientos".
- Martínez, Ángel, (2002) "Análisis técnico del comportamiento del Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico y electrosumergible del campo Coca - Payamino".
- Molina, Freddy, (2004) "Desarrollo de software para el diseño de Levantamiento Artificial por Bombeo Hidráulico, tipo Pistón y Jet".
- T. W. E. Nind, (1987) "Fundamentos de Producción y mantenimiento de pozos petroleros", Trent University, Ontario Canadá.

CAPÍTULO VII

7.1 SIMBOLOGÍA

Símbolo	Significado	Unidades
Ty	Temperatura de Yacimiento	°F
yo	Peso específico del petróleo	adimensional
yg	Peso específico del gas	adimensional
yw	Peso específico del aua	adimensional
API	Gravedad del petróleo	API
GOR	Relación gas petróleo	PC/BLS
Pb	Presión en el punto de burbuja	PSI
Pwf	Presión de fondo fluyente	PSI
Pr	Presión de reservorio	PSI
Pd	Presión de descarga	PSI
PIP	Presión de intake	PSI
Bo	Factor volumétrico del petróleo	BY/BN
Bw	Factor volumétrico del agua	BY/BN
Bg	Factor volumétrico del gas	B/PC
po	Densidad del petróleo	lb/PC
Bt	Factor volumétrico de dos fases	BY/BN
ygd	Densidad del gas disuelto	lb/PC
ygl	Densidad del gas libre	lb/PC
pg	Densidad del gas	lb/PC
μo	Viscosidad del petróleo	cp
μg	Viscosidad del gas	cp
Tpc	Temperatura Seudocrítica	°R
Ppc	Presión Seudocrítica	PSI
Tpr	Temperatura Reducida	°R
Ppr	Presión Reducida	PSI

Wo	Gasto másico de petróleo	Lb/seg
Wg	Gasto másico de gas	Lb/seg
Ww	Gasto másico de agua	Lb/seg
Wm	Gasto másico de la mezcla	(Lb/seg liq+gas)/seg
TG	Volumen total de gas	PC
SG	Gas en solución	PC
FG	Gas libre	PC
TMPF	Masa total del fluido producido	Barriles
LN	Levantamiento Neto	Pies
TDH	Total dinamic head	Pies
Qo	Caudal de petróleo	BPPD
Qg	Caudal de gas	PCD
Qw	Caudal de agua	BAPD
Qt	Caudal total	BFPD
S	Longitud de carrera de la barra pulida	Pies
N	Velocidad de bombeo	SPM
Ap	Área del émbolo	pulg
Ar	Área de la barrila	pulg
Wf	Peso del fluido	Lbs
Wr	Peso de la sarta de varillas	Lbs
PRL	Peso del fluido y la sarta de varillas	Lbs
T	Torque	Pulg-lbs
C	Contrapeso	Lbs
At	Longitud de carrera efectiva	pies
Ph	Potencia requerida por el motor	Hp
Pf	Potencia requerida para vencer la fricción	Hp
P/E	Relación motor bomba	adimencional
Qls	Caudal en la succión	BFPD
Qpd	Caudal de diseño de la bomba	BFPD
Qp,max	Desplazamiento de la bomba	BFPD

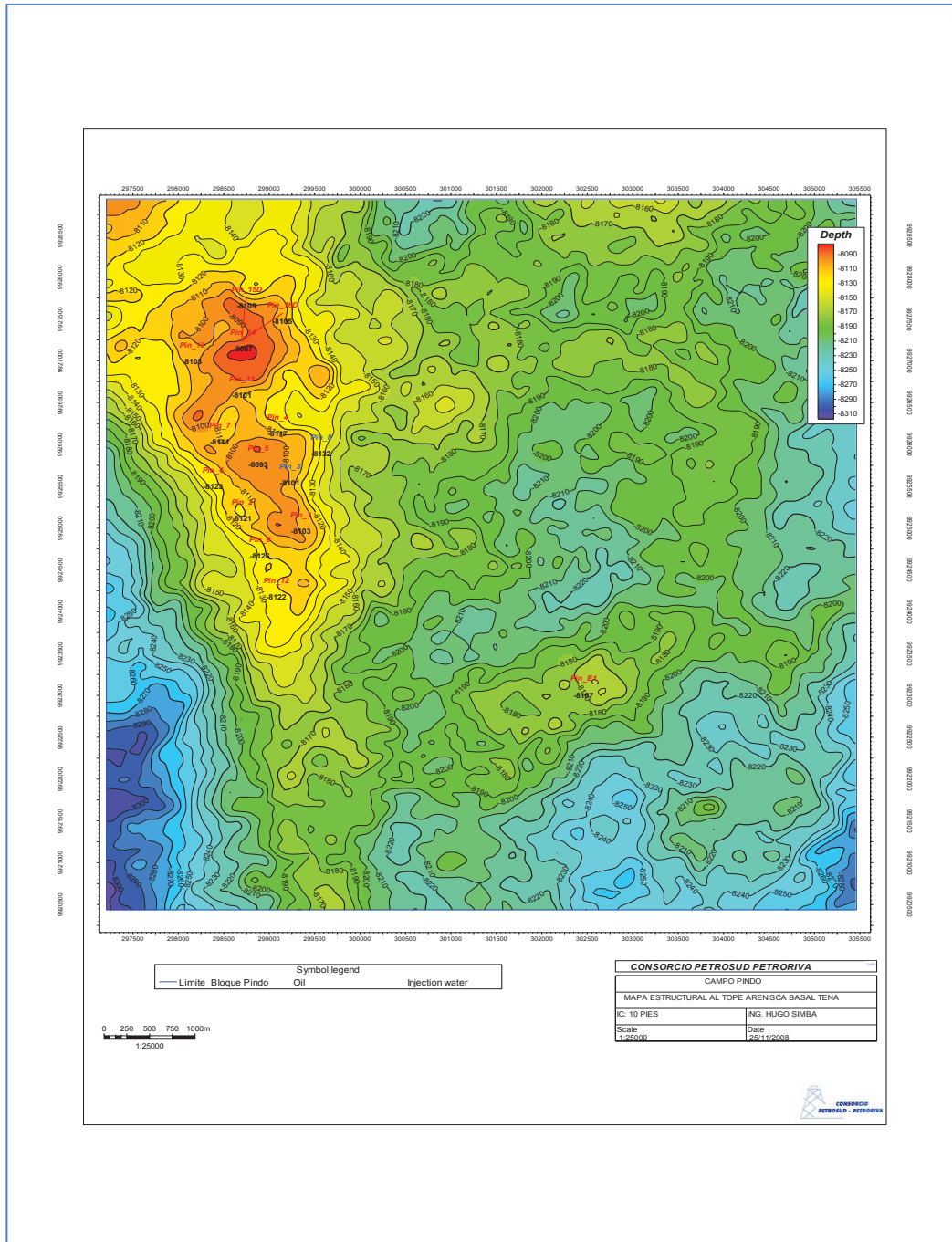
Qe,max	Desplazamiento del motor	BFPD
q'p	Desplazamiento de la bomba por SPM	BFPD/SPM
q'e	Desplazamiento del motor por SPM	BFPD/SPM
Ppump,d	Presión de descarga en la bomba	PSI
Peng,d	Presión de descarga en el motor	PSI
Pso	Presión requerida en superficie	PSI
HPso	Potencia requerida en superficie	PSI
ASM	Área anular entre la boquilla y la garganta	pulg
An	Área de la boquilla	pulg
At	Área de la garganta	pulg
PN	Presión en la boquilla	PSI
QN	Caudal en la boquilla	BPD
QD	Caudal en la descarga	BFPD
N	Razón adimensional de presiones	Adimensional
M	Razón adimensional de flujo másico	Adimencional
Wcd	Corte de agua en la descarga	%
GORd	Relación gas-petróleo en la descarga	PC/BLS
Hpsup	Potencia requerida en superficie	Hp
Pd	Presión en la descarga	PSI
μ d	Viscosidad del fluido en la descarga	cp
TIR	Tasa interna de retorno	%
VAN	Valor Actual Neto	dólares
RCB	Relación costo beneficio	adimensional
Pay Back	Tiempo de recuperación de la inversión	meses

ANEXO #1 Mapas estructurales del campo Pindo

7.2 APÉNDICES Y ANEXOS

ANEXO # 1 Mapas estructurales del campo Pindo

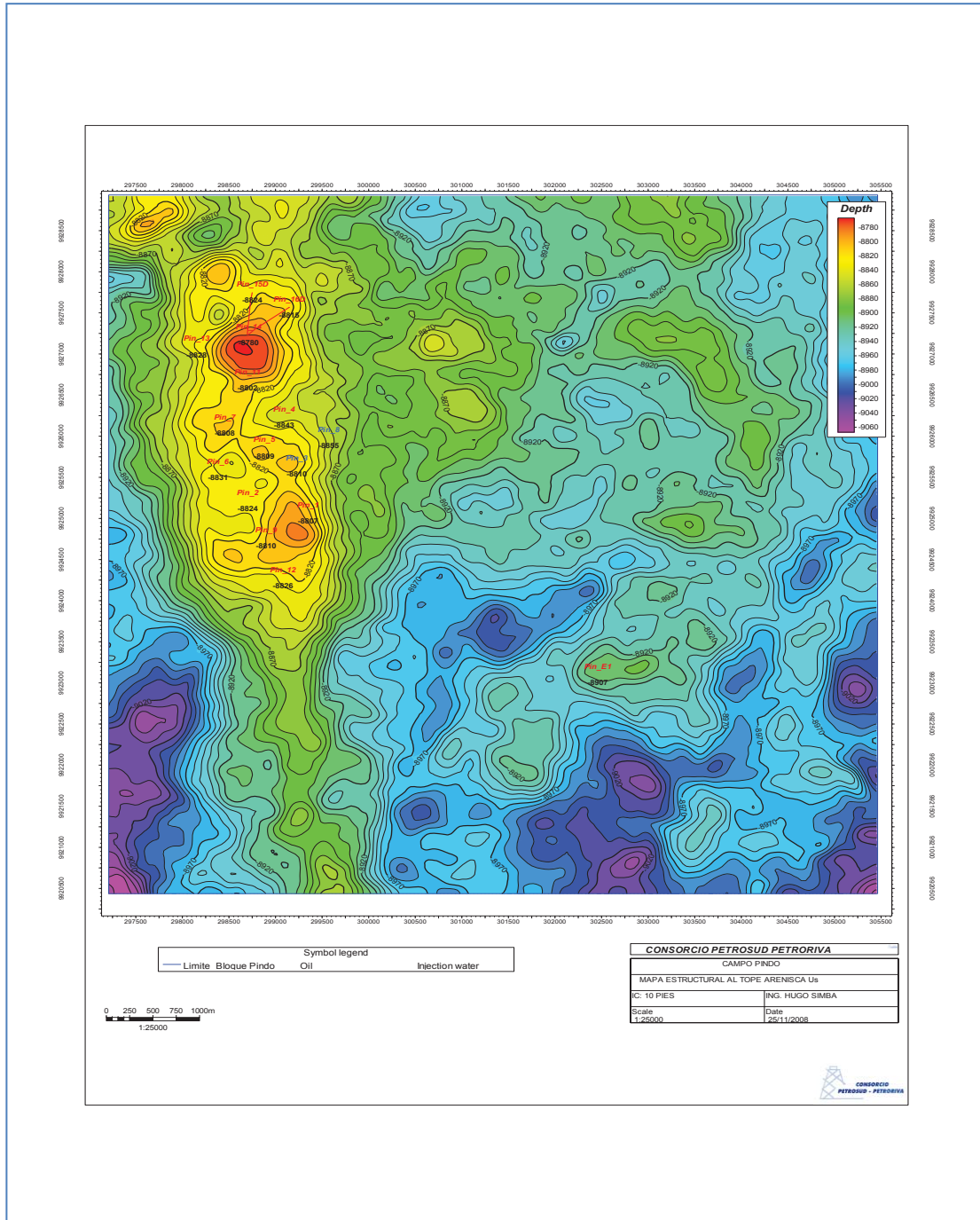
Mapa estructural al tope arenisca Basal Tena



Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #1 Mapas estructurales del campo Pindo

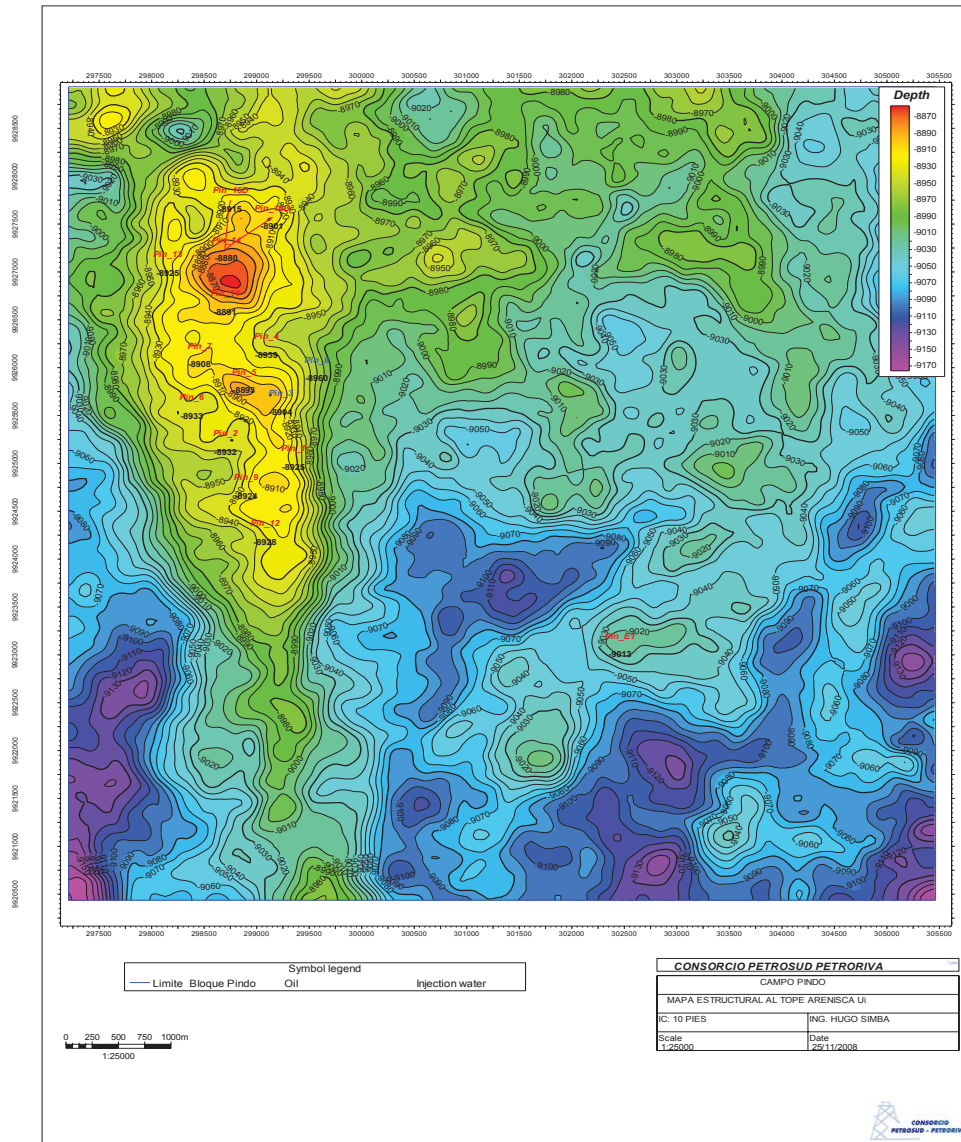
Mapa estructural al tope arenisca U Superior



Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petrobrás

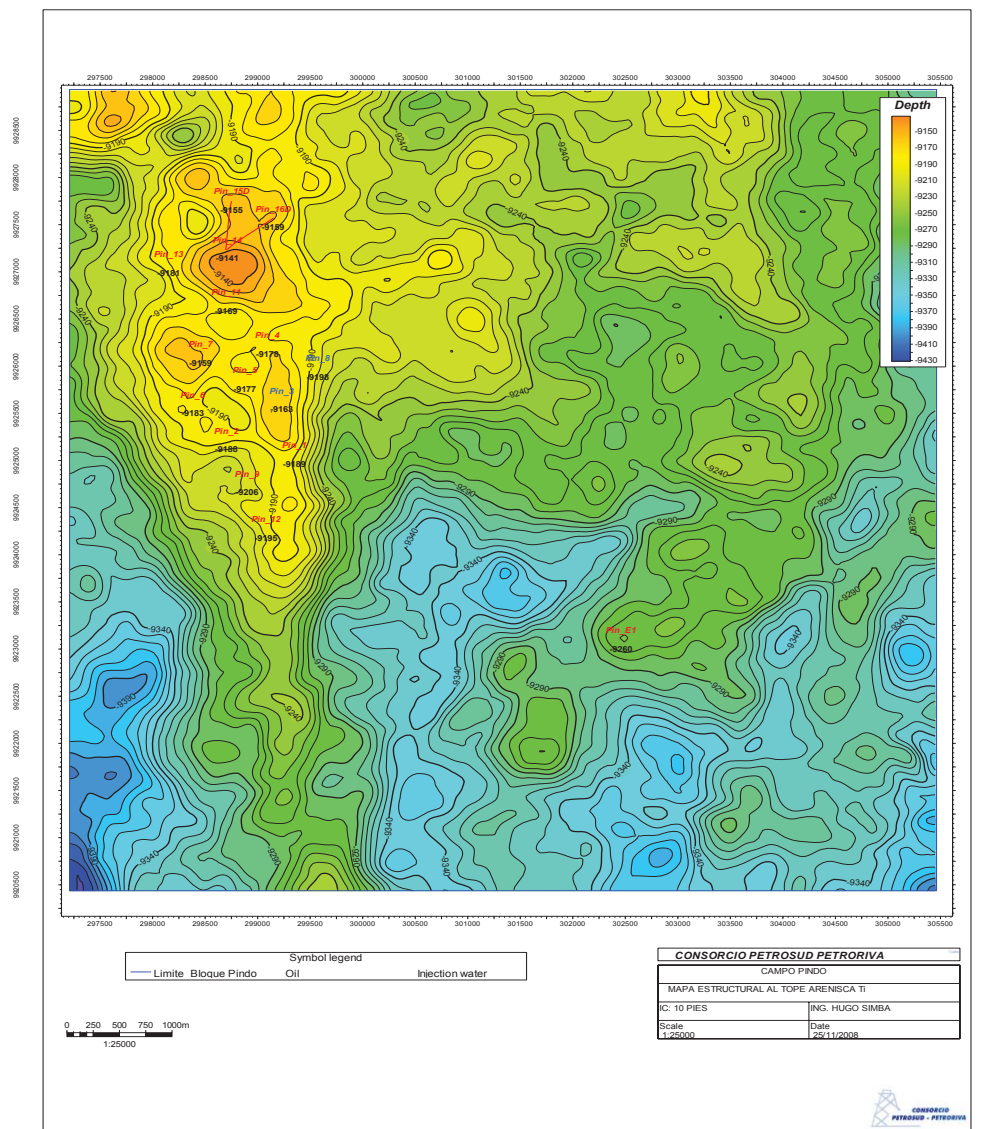
ANEXO #1 Mapas estructurales del campo Pindo

Mapa estructural al tope arenisca U Inferior



Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petroriva

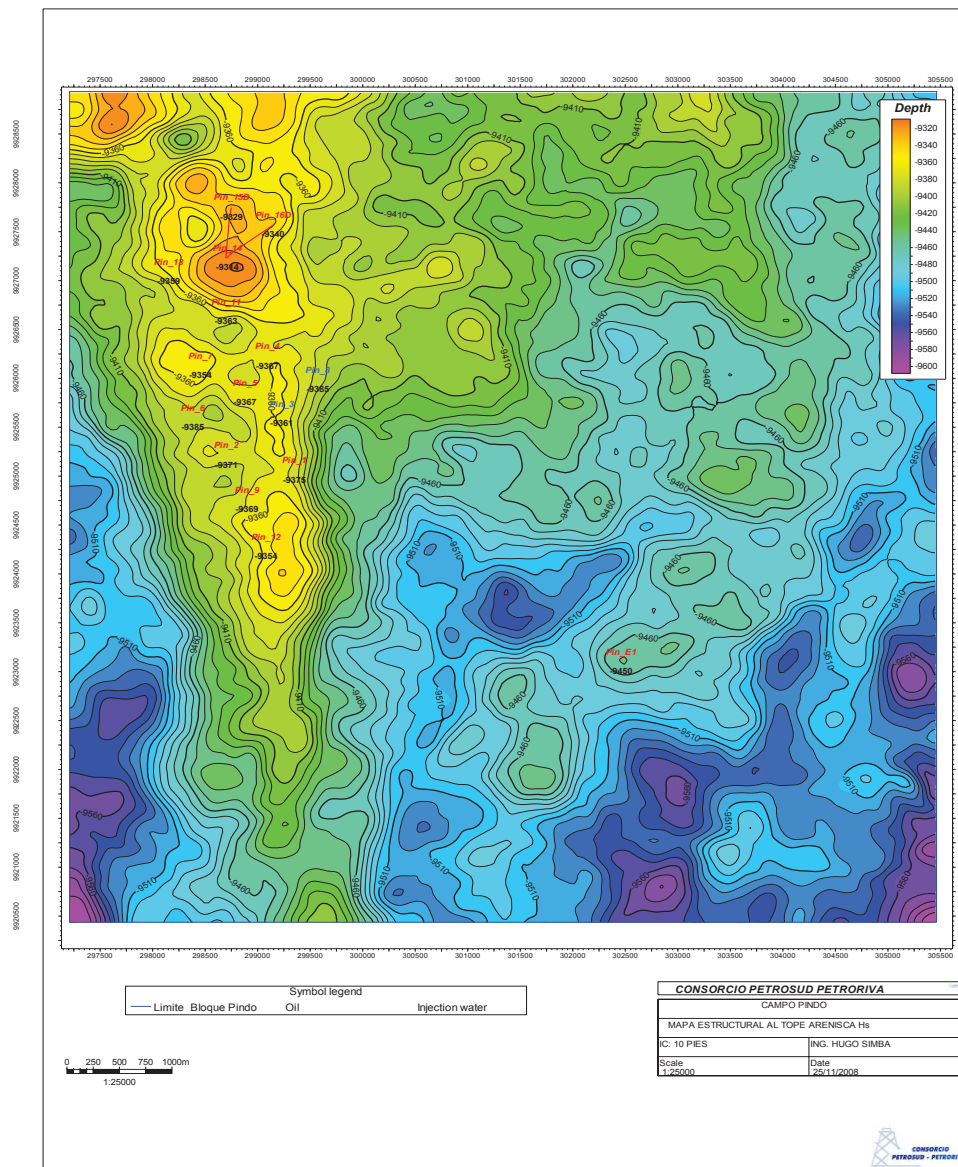
Mapa estructural al tope arenisca T Inferior



Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #1 Mapas estructurales del campo Pindo

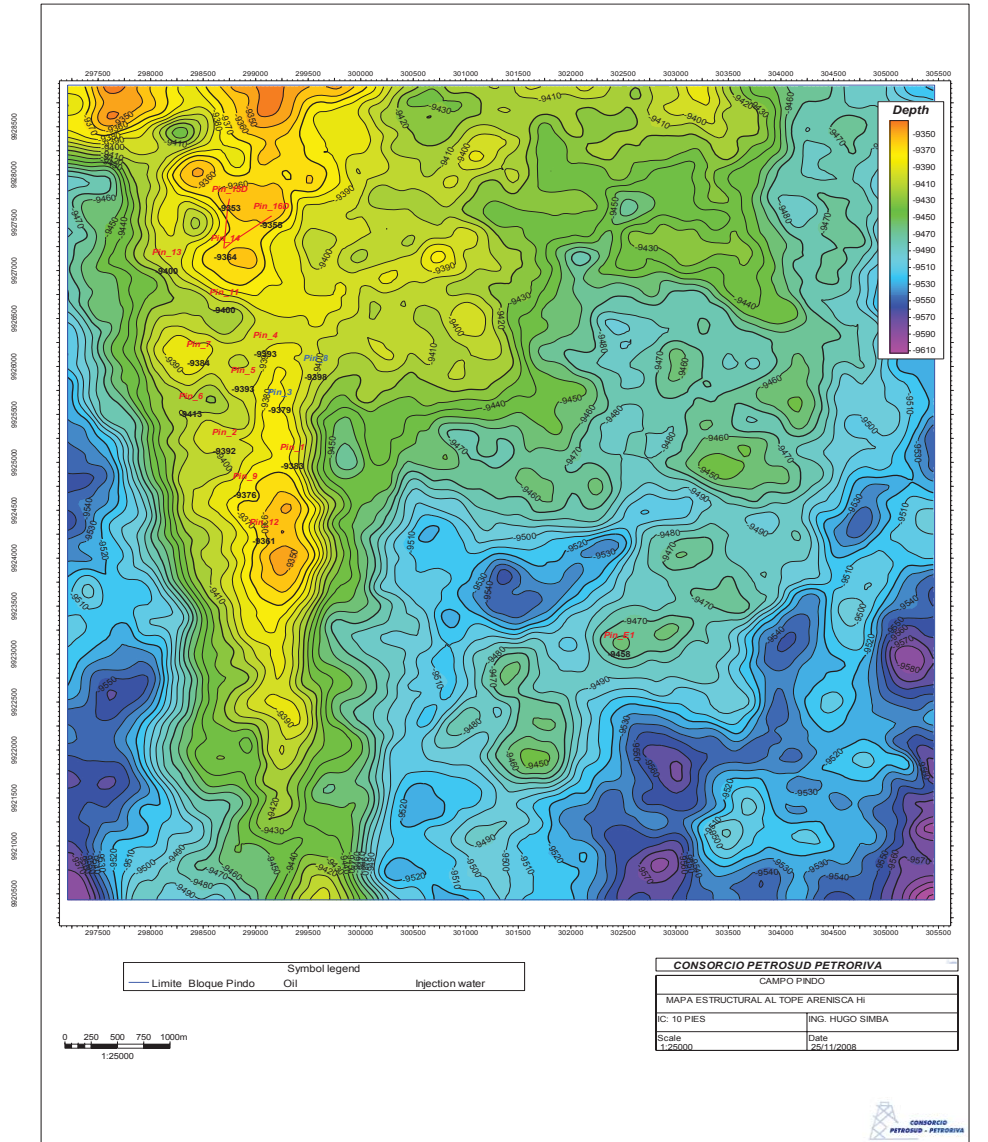
Mapa estructural al tope Arenisca Hollín Superior



Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #1 Mapas estructurales del campo Pindo

Mapa estructural al tope arenisca Hollín Inferior

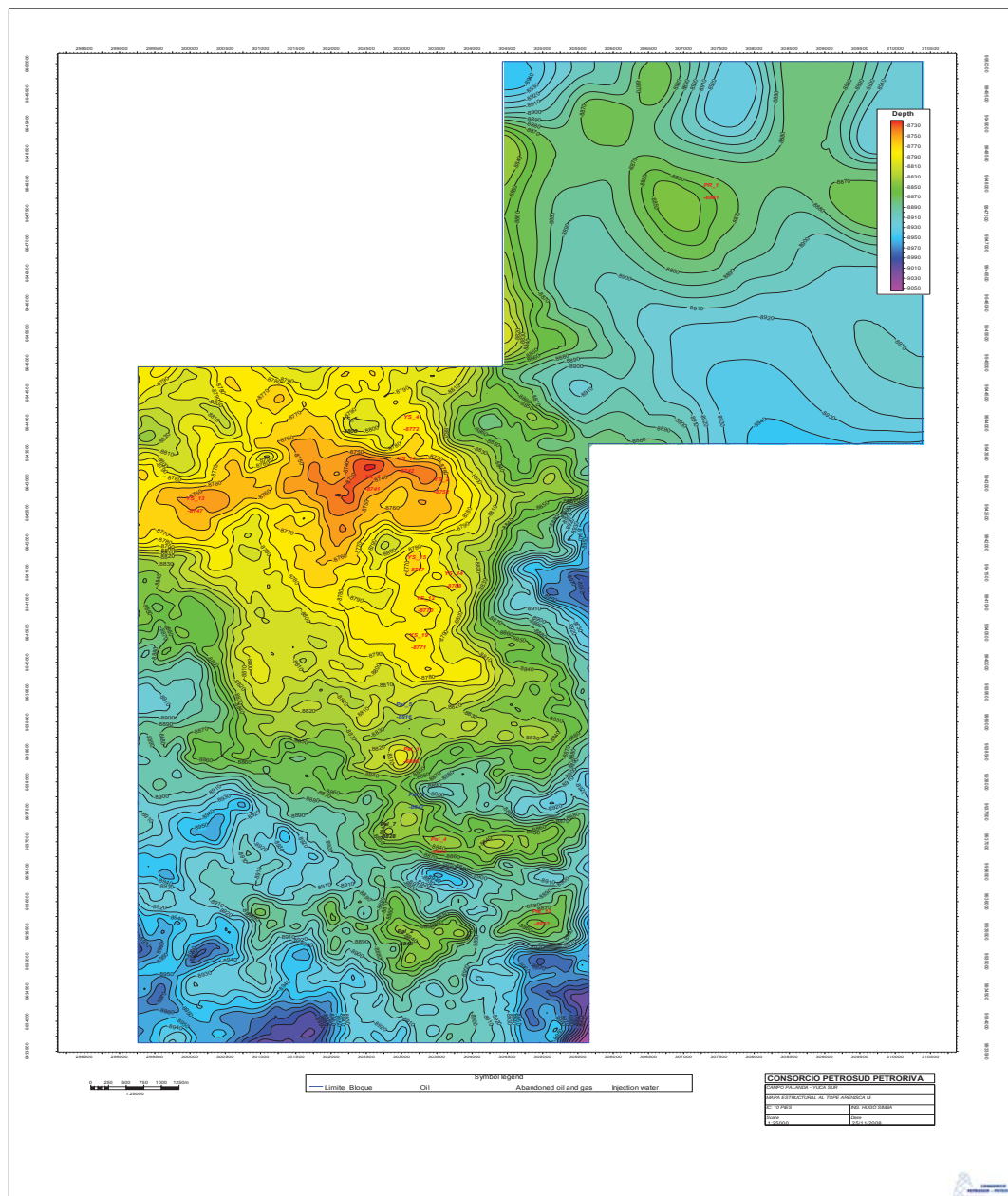


Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petrobrás

ANEXO #2 Mapas estructurales del campo Palanda Yuca-Sur

ANEXO # 2 Mapas estructurales del campo Palanda Yuca-Sur

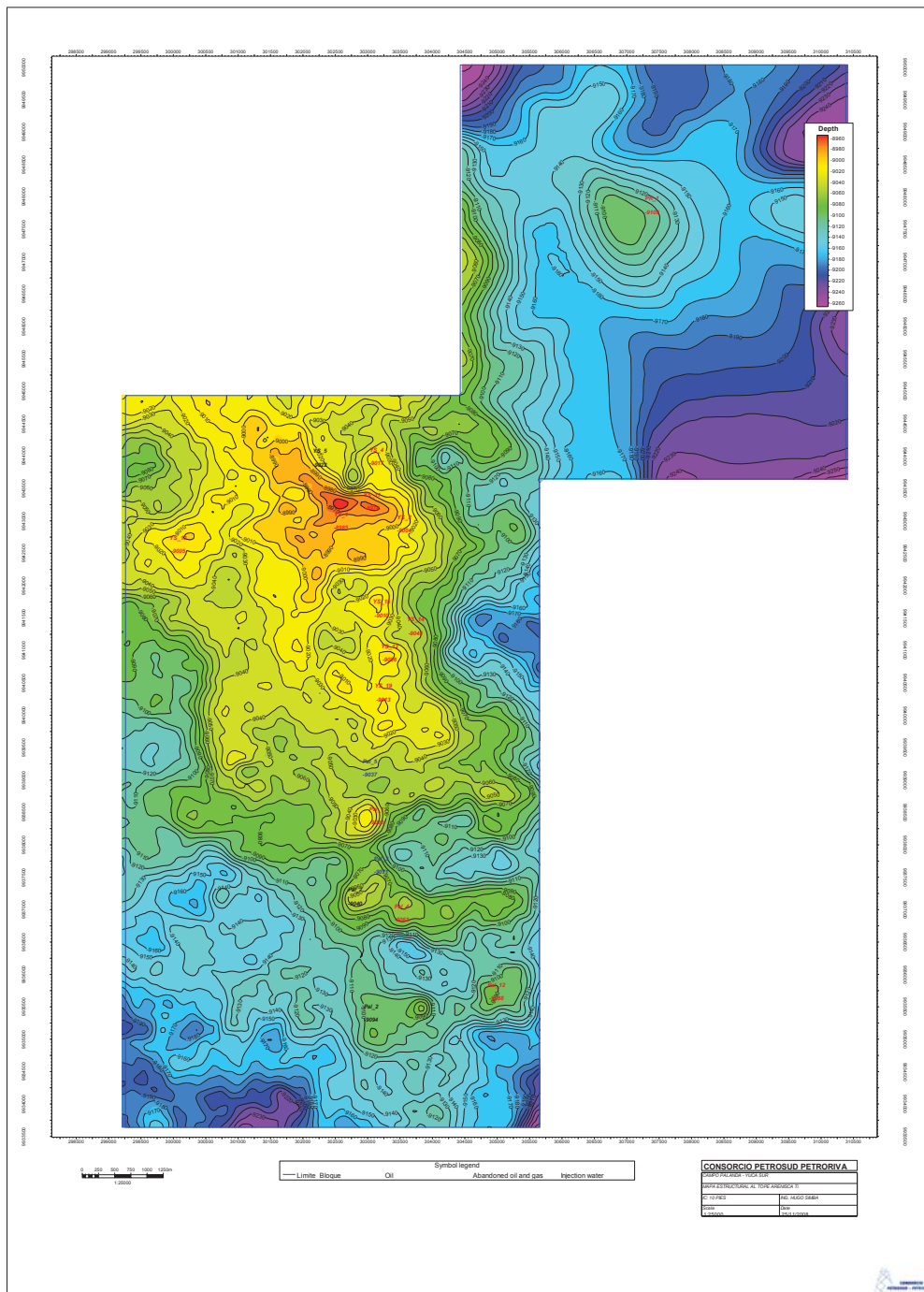
Mapa estructural de al tope arenisca U Inferior



Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #2 Mapas estructurales del campo Palanda Yuca-Sur

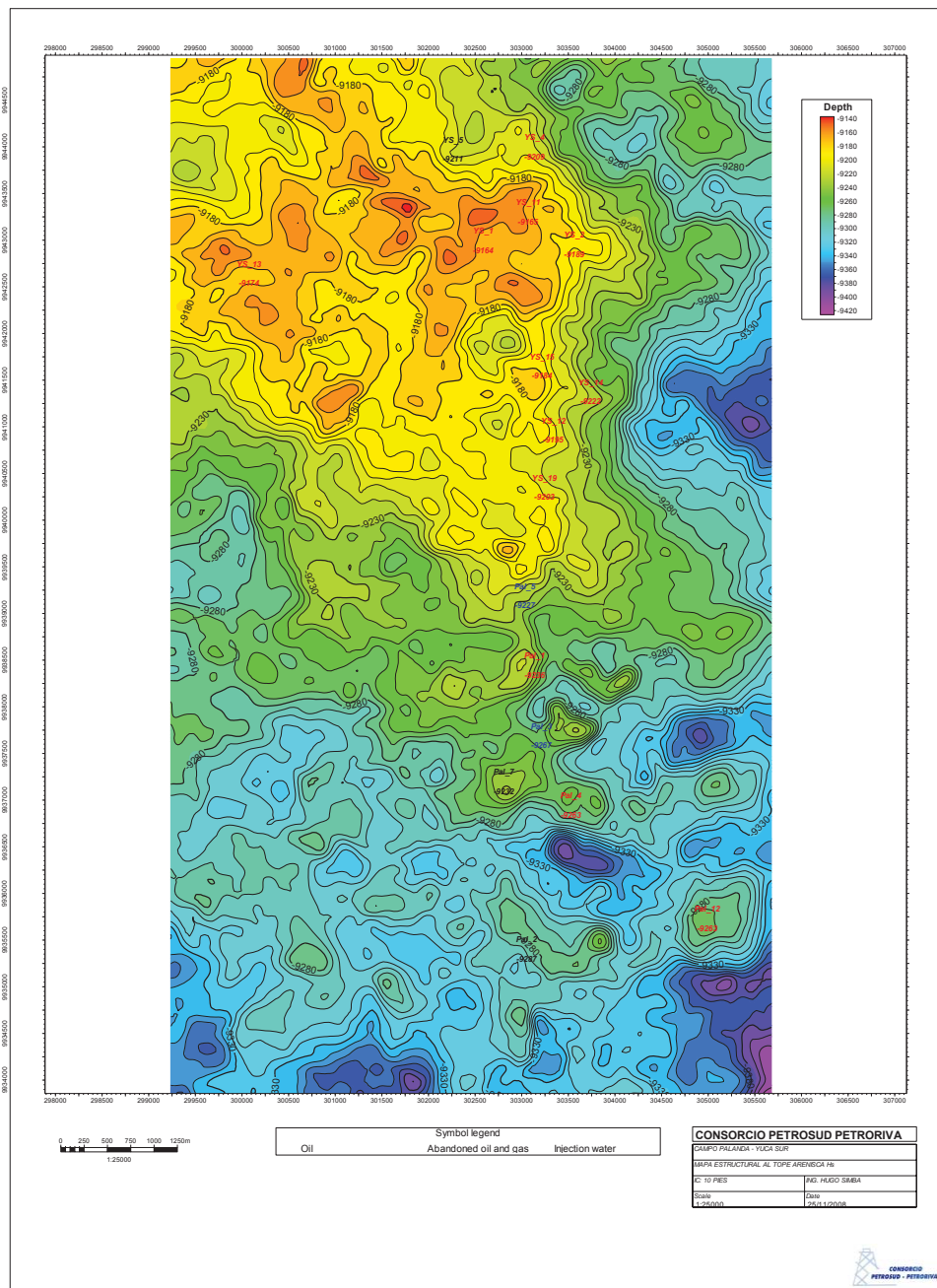
Mapa estructural al tope arenisca T inferior



Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #2 Mapas estructurales del campo Palanda Yuca-Sur

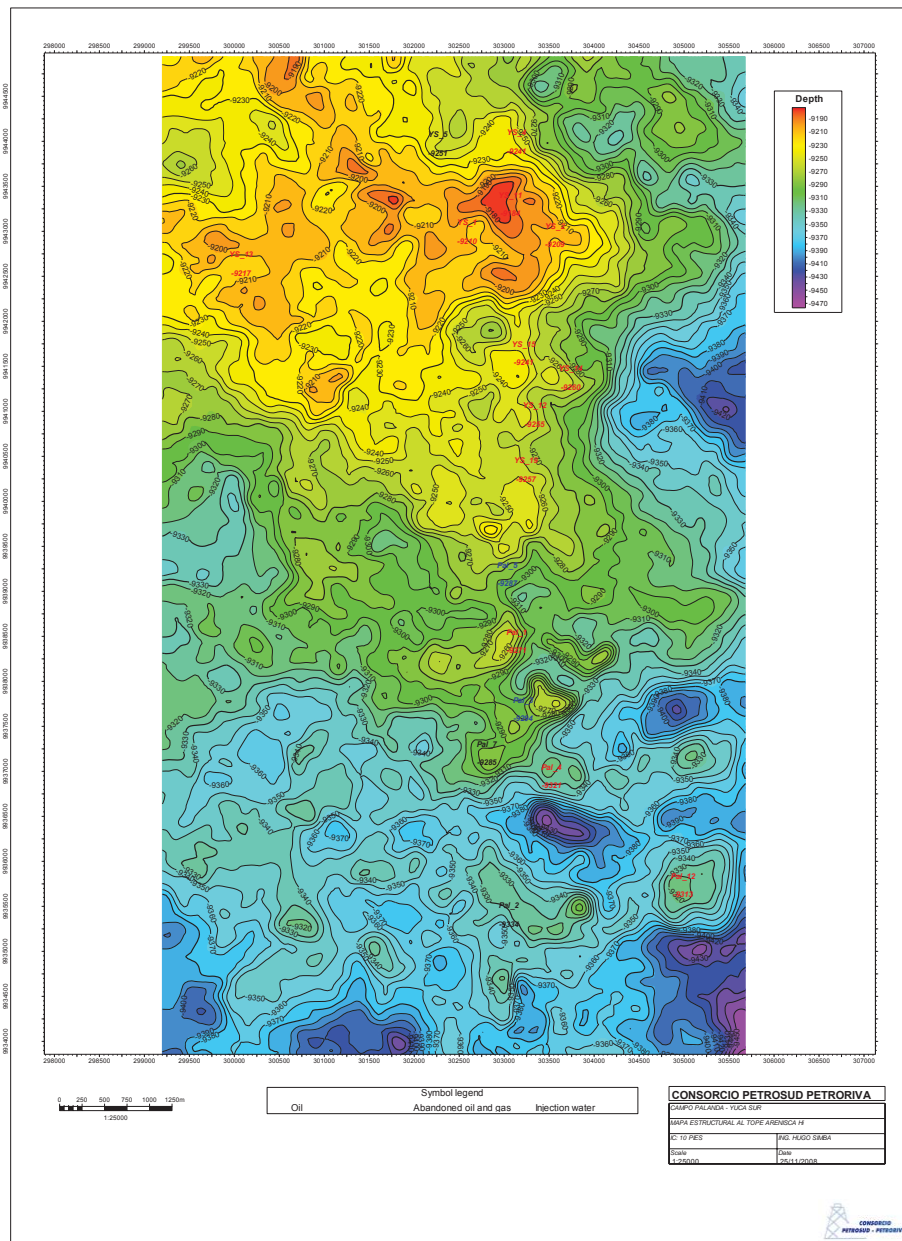
Mapa estructural al tope Arenisca Hollín Superior



Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #2 Mapas estructurales del campo Palanda Yuca-Sur

Mapa estructural al tope arenisca Hollín Inferior



Fuente: tomado del Informe anual de yacimientos 2008 del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #3 Columna Estratigráfica del Oriente

ANEXO # 3 Columna Estratigráfica del Oriente

Columna Estratigráfica del Oriente

COLUMNA LITOLÓGICA CAMPO MARGINAL PINDO-PALANDA-YUCA SUR			
ORTEGUAZA		LUTITA: gris verdosa, café, mod dura=suve, lam-astil, no calc.	
		ARENA: Qtz, trasp-trnsl, suelta, grn med, occ grs, sbang, mod sel, no vis mtz & cmt.	900
TIYUYACU		ARCILLITA: rojo ladrillo, amarillo, crema, mod dura, no calc.	
		LIMOLITA: Rojo ladrillo, café, mod dura, irreg, no calc. CGL CHRT: Negro, ahumado, mostaza, muy duro, grs, muy grs, ang, fract concoidal.	1700
TENA	Tena	ARCILLITA: Choc, café rojizo, rojo ladrillo, suave-mod dur, irreg-bloc, calc.	630
	BT	ARENISCA: Qtz, trasp-trnsl, gris claro, gr fino-med, e/p mtz kao & no vis cmt.	10
N A P O		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	75
	"M1"	CALIZA: blanca, gris oscura, gris claro, terrosa, blocosa, blanda, mnr cristalina.	15
	"M1"	ARENISCA: blnc, qtz, sbtrnsp-sbtrnsl, gris claro, gr muy fin-fin, no vis mtz & calc cmt c/glauc incl.	???
	"L"	CALIZA: Marcador radiactivo	5
		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	150
	"M2"	CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, criptocristalina, mod dur-dur. Secuencia calcáreo-lutítica.	100
	"M2"	ARENISCA: Qtz, gris, blanc, sbtrnsp-sbtrnsl, gr muy fin-fin, mtz arcill & calc cmt, e/p incl glauc.	24
	"A"	CALIZA: Crema, gris bandeada, blanda-mod dur, sbbloc, e/p incl glauc.	130
	"U"	ARENISCA GLAUC: Qtz, blanc, sbtrnsp-sbtrnsl, fri-mod dur, gr muy fin-fin, mtz arg & cmt calc.	10
		LUTITA	60
		ARENISCA: Qtz, trasp-trnsl, suelt-fri, gr med, no vis mtz occ arg mtz & cmt.	35
		LUTITA: con intercalaciones de arena	110
	"B"	CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, criptocristalina, mod dur-dur.	30
	"T"	ARENISCA GLAUC: Qtz, blanc, sbtrnsp-sbtrnsl, fri-mod dur, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	15???
		LUTITA: con intercalaciones de arena	70
HOLLIN		ARENISCA: Qtz, trasp-trnsl, suelta-fri, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	50
	Basal Napo	LUTITA: Gris oscura, mod dura, astillosa-lam, c/ incl pyr, mic, occ glauc.	120
	"C"	CALIZA: café oscura, mot con blanco, grainstone-mudstone, irreg-bloc.	12
	H sup	ARENISCA: blanca, qtz, trasp-trnsl, gr f-med, fri, e/p arg mtz, calc cmt, c/ incl glauc.	40-70
	H inf	ARENISCA: trasp-trnsl, qtz, gr f-med, suelta, no vis mtz & cmt.	110

CRISTINA CORREA HOUSE

Elaborado Por: Ing. Cristina Correa (PETROSUD – PETRORIVA)

ANEXO #4 Historiales de Producción del campo Pindo

ANEXO # 4 Historiales de producción del campo Pindo

Producción de crudo del campo Pindo de 2003-2010

ORD.	MES	TOTAL PRODUCCION 2003	TOTAL PRODUCCION 2004	TOTAL PRODUCCION 2005	TOTAL PRODUCCION 2006	TOTAL PRODUCCION 2007	TOTAL PRODUCCION 2008	TOTAL PRODUCCION 2009	TOTAL PRODUCCION 2010 PINDO
1	ENERO	229.651,00	257.407,00	226.130,61	214.731,57	279.308,53	222.474,15	241.819,17	184.072,18
2	FEBRERO	211.707,00	220.815,00	198.911,85	188.955,54	246.509,03	209.618,12	204.813,62	159.476,55
3	MARZO	216.801,00	195.165,00	216.945,99	201.512,78	265.274,37	221.748,64	216.829,41	181.068,21
4	ABRIL	252.104,00	229.847,00	211.238,59	172.268,67	251.627,87	205.179,64	199.915,16	247.597,09
5	MAYO	203.974,00	230.210,88	194.565,68	176.082,54	251.928,60	207.978,16	209.659,76	238.091,12
6	JUNIO	220.448,00	218.528,31	195.221,70	193.540,71	241.080,47	193.957,35	207.446,74	227.905,99
7	JULIO	270.860,00	211.220,42	208.353,52	229.376,68	242.997,91	220.517,44	210.993,58	209.300,86
8	AGOSTO	269.464,00	208.969,60	146.203,31	272.489,47	245.040,52	273.511,32	192.098,88	195.878,69
9	SEPTIEMBRE	255.394,00	236.617,88	200.589,32	265.916,16	231.158,18	261.201,73	252.360,92	184.054,55
10	OCTUBRE	250.473,00	242.749,91	177.229,96	267.596,56	237.686,42	293.739,84	261.458,48	184.667,33
11	NOVIEMBRE	241.073,00	228.617,62	196.058,34	260.916,58	226.406,18	288.671,17	250.966,12	180.727,00
12	DICIEMBRE	251.471,00	228.134,08	217.775,02	278.310,81	227.172,85	273.660,30	279.504,50	179.537,29
TOTAL		2.873.420,00	2.708.282,70	2.389.223,89	2.721.698,07	2.946.190,93	2.872.257,86	2.727.866,34	2.372.376,86

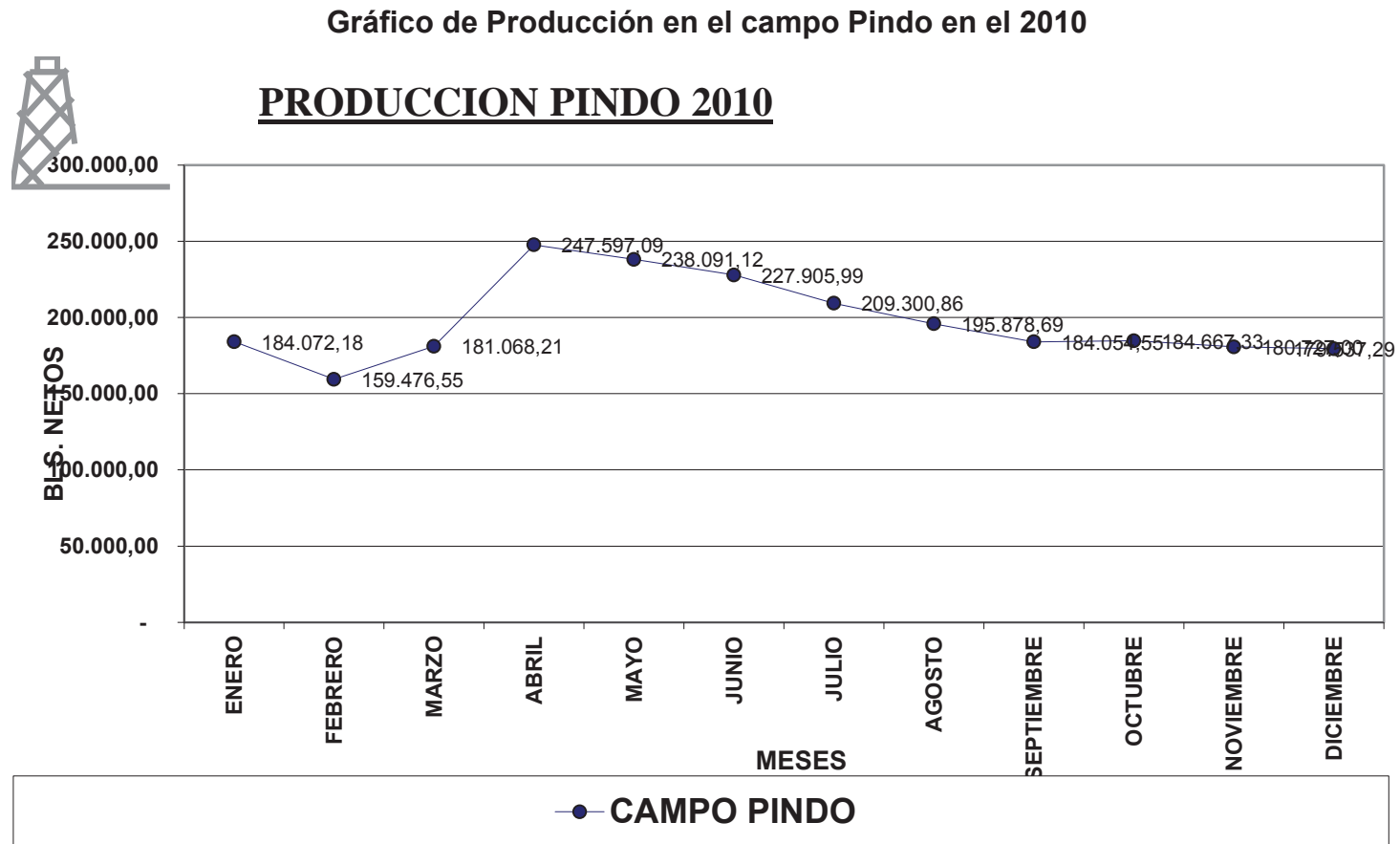
Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

Producción del campo Pindo en el 2010

REPORTE ANUAL 2010			
CAMPO PINDO			
ORD.	MES	CAMPO PINDO	ACUM. PIN
1	ENERO	184.072,18	14.127.807,97
2	FEBRERO	159.476,55	14.287.284,52
3	MARZO	181.068,21	14.468.352,73
4	ABRIL	247.597,09	14.715.949,82
5	MAYO	238.091,12	14.954.040,94
6	JUNIO	227.905,99	15.181.946,93
7	JULIO	209.300,86	15.391.247,79
8	AGOSTO	195.878,69	15.587.126,48
9	SEPTIEMBRE	184.054,55	15.771.181,03
10	OCTUBRE	184.667,33	15.955.848,36
11	NOVIEMBRE	180.727,00	16.136.575,36
12	DICIEMBRE	179.537,29	16.316.112,65
TOTAL		2.372.376,86	

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #4 Historiales de Producción del campo Pindo



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #4 Historiales de Producción del campo Pindo



Producción del campo Pindo en el mes de Octubre del 2011

CONSORCIO PETROSUD - PETRORIVA **CAMPO PINDO**

FORECAST OCTUBRE - 2011

CURVA BASE DEL CAMPO = 491 BLS NETOS

POZO	FECHA	TIPO DE LEVANTAMIENTO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	GAS MPCD	API 60 °F	PRESIÓN (PSI)			INTENSIDAD (A)	FRECUENCIA (Hz)	TIPO DE BOMBA	TIEMPO PRUEBA (HRS)	OBSERVACIONES
										INTAKE	CABEZA	MANIFOLD					
PIN-01	18-oct-11	B.H.	BT	488	166	322	66	23,5	21,8	Qiny = 2505	Piny = 3500	50	-	55	JET- 11J	8	
PIN-02		BES	T+US+BT												P-12		OFF 18 DE AGOSTO 2009. EWO
PIN-03																	RE-INYECTOR
PIN-04		BES	H+T+U+BT												P-21		13 / MAYO / 2010 OFF POR ALTO CORTE DE AGUA
PIN-05	15-oct-11	BES	T + U	488	68	420	86	12,4	22,4	620	160	48	43	50	P-35	6	
PIN-06	22-oct-11	BES	U	1850	185	1665	90	27,6	17,9	1189	160	45	94	58	P-24	5	OFF 28 DE OCTUBRE 2011. EWO
PIN-07	24-oct-11	BES	U + T	2939	294	2645	90	46,5	22,0	641	210	40	84	57	P-47	5	
PIN-08																	INYECTOR
PIN-09	28-oct-11	BES	H+Ui	1014	122	892	88	25,8	20,4	627	260	45	65	49	P-12	8	
PIN-11	23-oct-11	BES	Ui	1980	515	1465	74	33,5	17,6	602	420	45	85	58	P-23	8	
PIN-12																	REINYECTOR
PIN-13	25-oct-11	BES	Ui	1132	724	408	36	30,5	18,2	562	240	45	69	52,1	P-21	10	
PIN-14	19-oct-11	BES	U	3326	798	2528	76	87,8	18,1	950	200	45	76	65	P-35	4	PIN-14: (16 DE AGOSTO 2011) SALE DE WO # 08 CAMBIO DE BOMBA
PIN-15D	21-oct-11	BES	T	1815	1234	581	32	78,8	25,4	1030	170	45	48	65	P-18	6	
PIN-16D	11-oct-11	BES	Ti	1328	372	956	72	46,8	24,8	783	250	52	67	55,9	P-47	7	
PIN-E-01	21-oct-11	BES	BT	698	279	419	60	21,3	22,4	757	350	45	67	54	P-8	16	
POTENCIAL DE CAMPO:				17058	4758	12301	72	434,5									

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #5 Historiales de Producción del campo Palanda-Yuca Sur

ANEXO # 5 Historiales de producción del campo Palanda-Yuca Sur

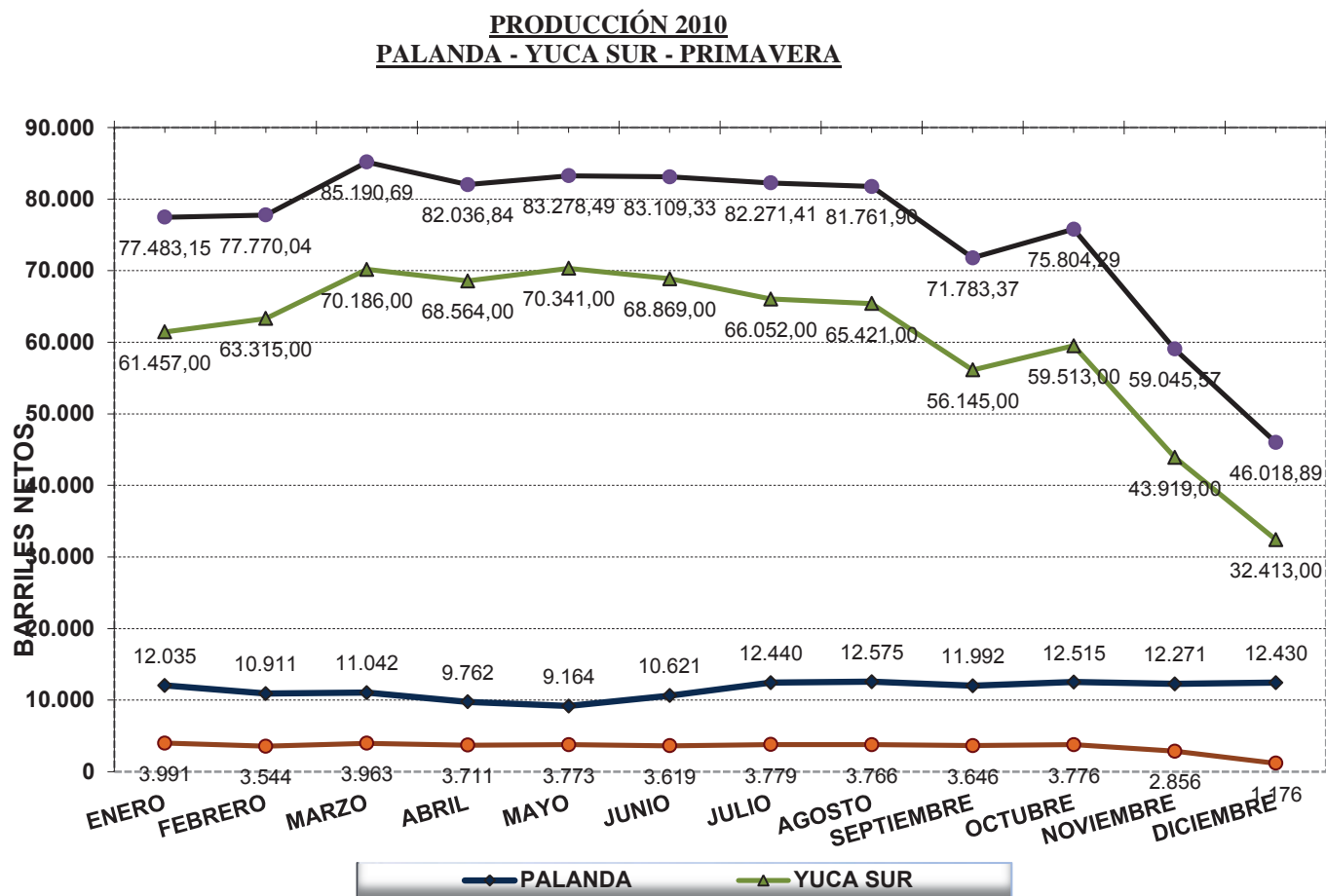
Producción del campo Palanda Yuca-Sur en el 2010

<u>CAMPOS PALANDA-YUCA SUR- PRIMAVERA</u>						
<u>REPORTE ANUAL 2010</u>						
PSP-02-AS-2010						
ORD.	MES	PALANDA	YUCA SUR	PRIMAVERA	TOTAL	ACUMULADO
1	ENERO	12.035,15	61.457,00	3.991,00	77.483,15	11.031.842,45
2	FEBRERO	10.911,04	63.315,00	3.544,00	77.770,04	11.109.612,49
3	MARZO	11.041,69	70.186,00	3.963,00	85.190,69	11.194.803,18
4	ABRIL	9.761,84	68.564,00	3.711,00	82.036,84	11.276.840,02
5	MAYO	9.164,49	70.341,00	3.773,00	83.278,49	11.360.118,51
6	JUNIO	10.621,33	68.869,00	3.619,00	83.109,33	11.443.227,84
7	JULIO	12.440,41	66.052,00	3.779,00	82.271,41	11.525.499,25
8	AGOSTO	12.574,90	65.421,00	3.766,00	81.761,90	11.607.261,15
9	SEPTIEMBRE	11.992,37	56.145,00	3.646,00	71.783,37	11.679.044,52
10	OCTUBRE	12.515,29	59.513,00	3.776,00	75.804,29	11.754.848,81
11	NOVIEMBRE	12.270,57	43.919,00	2.856,00	59.045,57	11.813.894,38
12	DICIEMBRE	12.429,89	32.413,00	1.176,00	46.018,89	11.859.913,27
TOTAL		137.758,97	726.195,00	41.600,00	905.553,97	

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #5 Historiales de Producción del campo Palanda-Yuca Sur

Gráfico de Producción en el campo Palanda-Yuca Sur 2010



ANEXO #5 Historiales de Producción del campo Palanda-Yuca Sur

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

Producción del campo Palanda Yuca-Sur en el mes de Octubre del 2011



CONSORCIO PETROLERO PALANDA-YUCA SUR
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN
CAMPOS PALANDA, YUCA SUR Y PRIMAVERA

Consorcio Petrolero
Palanda - Yuca Sur

oct-11

POZO	FECHA	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	GAS MPCD	BS&W %	API @ 60 °F	PIP (PSI)	CARGA (AMP)	FREC. (Hz)	PRESION CAR. (PSI)	PRESION MANFD. (PSI)	TIEMPO PRUEBA (HRS)	TIPO DE BOMBA	TIPO DE LEVANT.	TASA APROBADA BPPD	OBSERVACIONES
PAL-01	24-oct-11	U	665	160	505	11,0	76	19,2	Qiny = 1800	Piny = 1900	25	6	6	JET 11J	B.H.	300		
PAL - 02	19-oct-11	UI	1501	330	1171	23	78	18,4	2084	31	55	280	25	6	P-18	BES		
PAL - 03																		
PAL - 04	22-oct-11	T	635	292	343	15,5	54	20,2	626	42	52,0	260	25	8	P-08	BES		POZO REINYECTOR CERRADO
PAL - 05																		
PAL-07																		POZO REINYECTOR
PAL-12																		POZO CERRADO
TOTAL PALANDA			2801	782	2019	49,5	72,1	19,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
YS - 01	26-oct-11	U+H+T	3600	180	3420	46,0	95	22,7	2318	64	47,0	400	20	3	P-47	BES	200	
YS - 02																		
YS - 04	19-oct-11	U+T	282	96	186	22,5	66	25,0	701	27	48,0	200	20	12	P-6	BES	200	POZO REINYECTOR
YS - 05																		
YS - 11HREI	24-oct-11	TI	431	250	181	25,0	42	27,0	578	28	51,0	230	20	8	P-18	BES		POZO ABANDONADO
YS - 12	03-oct-11	T	734	294	440	28,0	60	28,2	789	58	52,0	510	25	6	P-11	BES	2200	
YS - 13																		
YS - 14	25-oct-11	T	674	202	472	34,0	70	27,6	679	33	51,5	350	25	4	P-8	BES	1800	OFF POR ALTO CORTE DE AGUA
YS - 15HREI																	800	
YS - 19	21-oct-11	T	536	332	204	43,0	38	27,6	569	52	51,0	150	25	4	P-8	BES	1500	WO
TOTAL YUCA SUR			6257	1354	4903	198,5	78,4	26,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PRIM-01	16-oct-11	TI	371	74	297	15,4	80	27,8	N/R	52	49	30	-	12	P-6	BES	800	
POTENCIAL TOTAL			9429	2210	7219	263,4	66	24,1										

OBSERVACIONES:

TODAS LAS PRUEBAS SE REALIZAN CONTRA TANQUE

PAL-02: SUBE BSW DE 56 % @ 78 % (- 412 BLS)

PAL-04: ESTABILIZANDO PRODUCCION Y BSW LUEGO DE WO # 12 (+ 187 Bls.)

YS-01: SUBE BSW DE 91 % @ 95 % (- 68 BLS)

YS-11HREI: ESTABILIZANDO PRODUCCION Y BSW LUEGO DE WO # 01 (+ 86 Bls.)

YS-12: SUBE BSW DE 58 % @ 60 % (- 11 BLS)

YS-19: SUBE BSW DE 34 % @ 38 % (- 19 BLS)

PAL-05: SE REINYECTA A CONCRETO DE TRUYACU TODA

LA PRODUCCION DE AGUA DEL BLOQUE

REPRESENTANTE
ARCH-CO



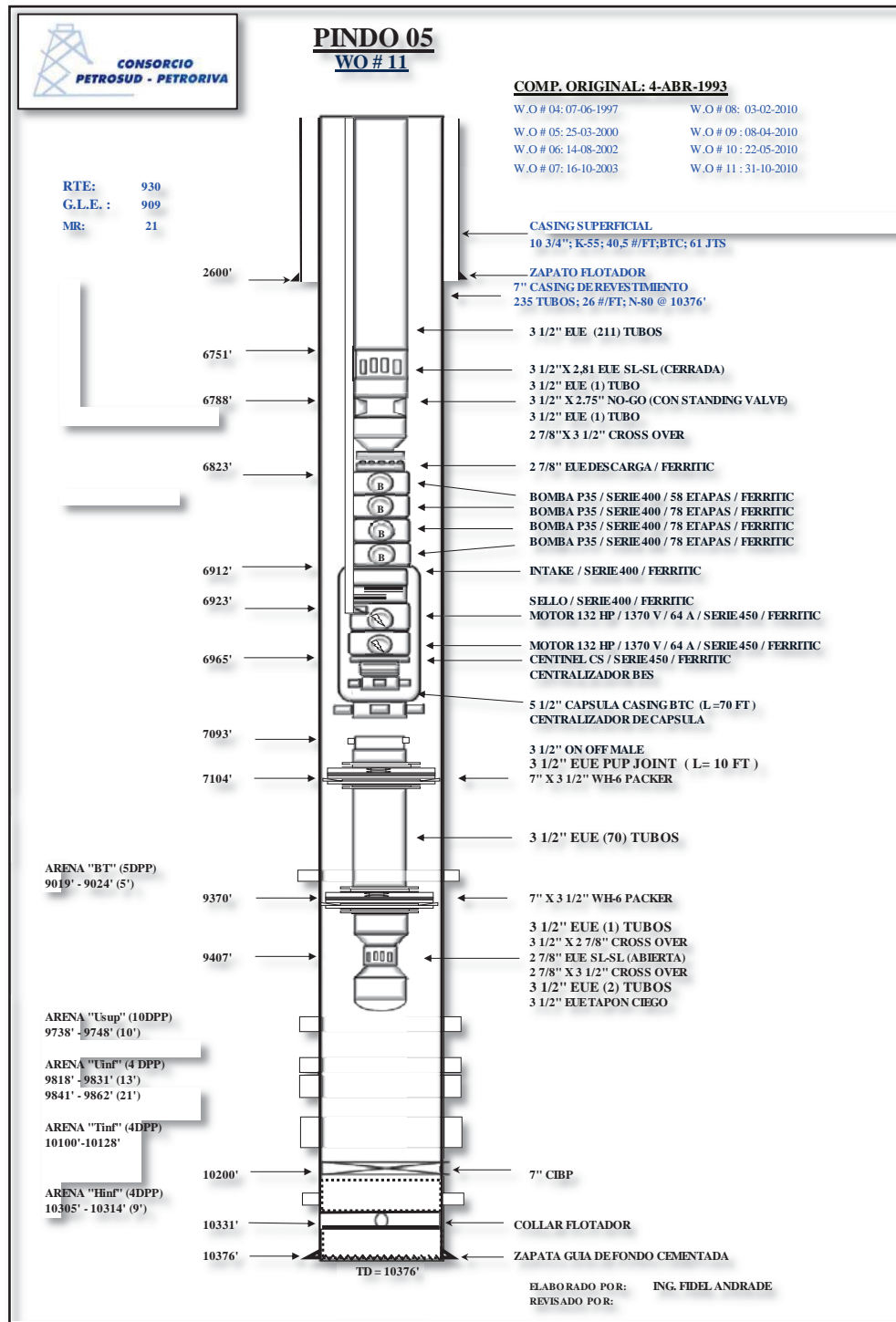
REPRESENTANTE
CPYS

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

ANEXO # 6 Diagramas de completaciones de pozos

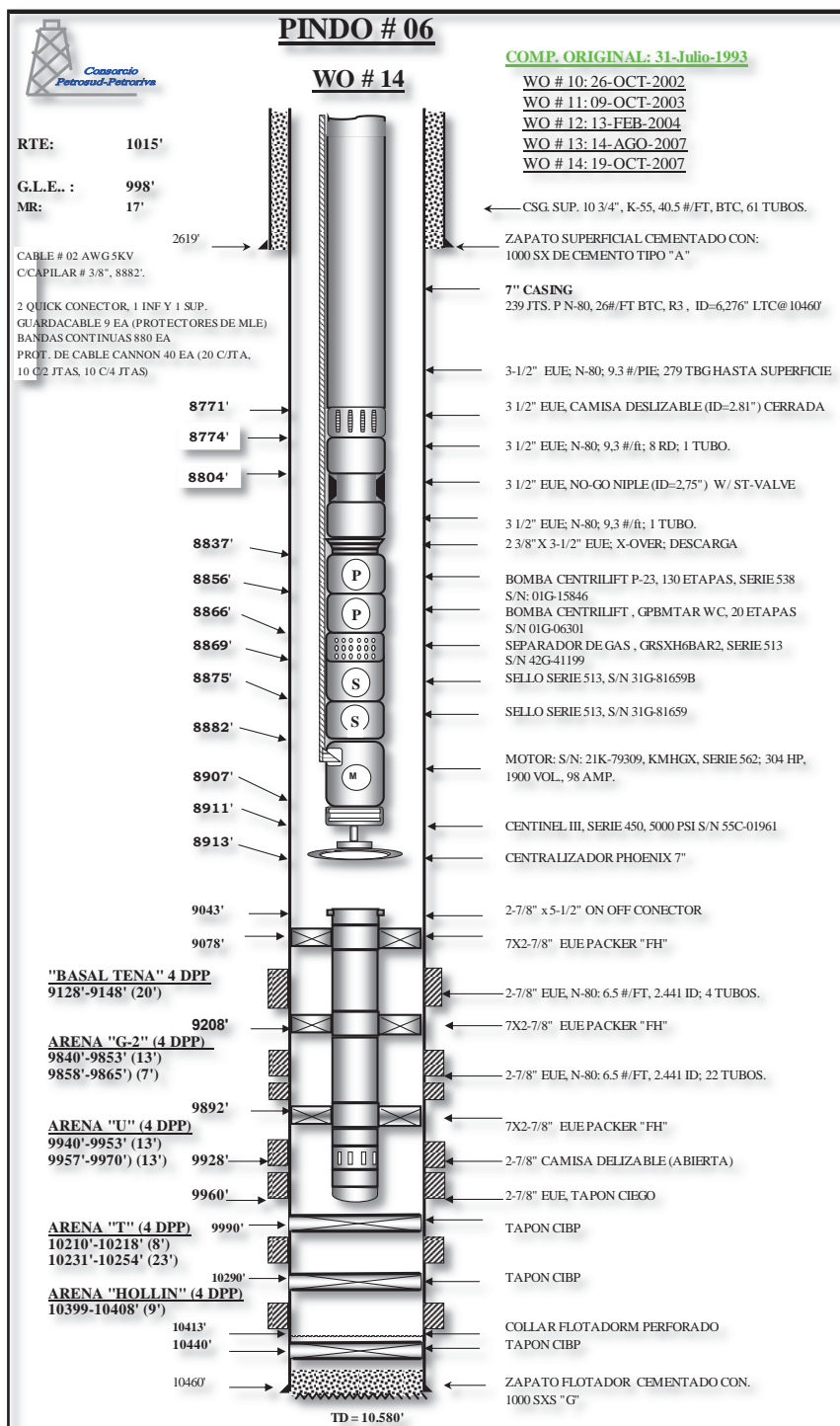
Pindo 5 workover #11



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

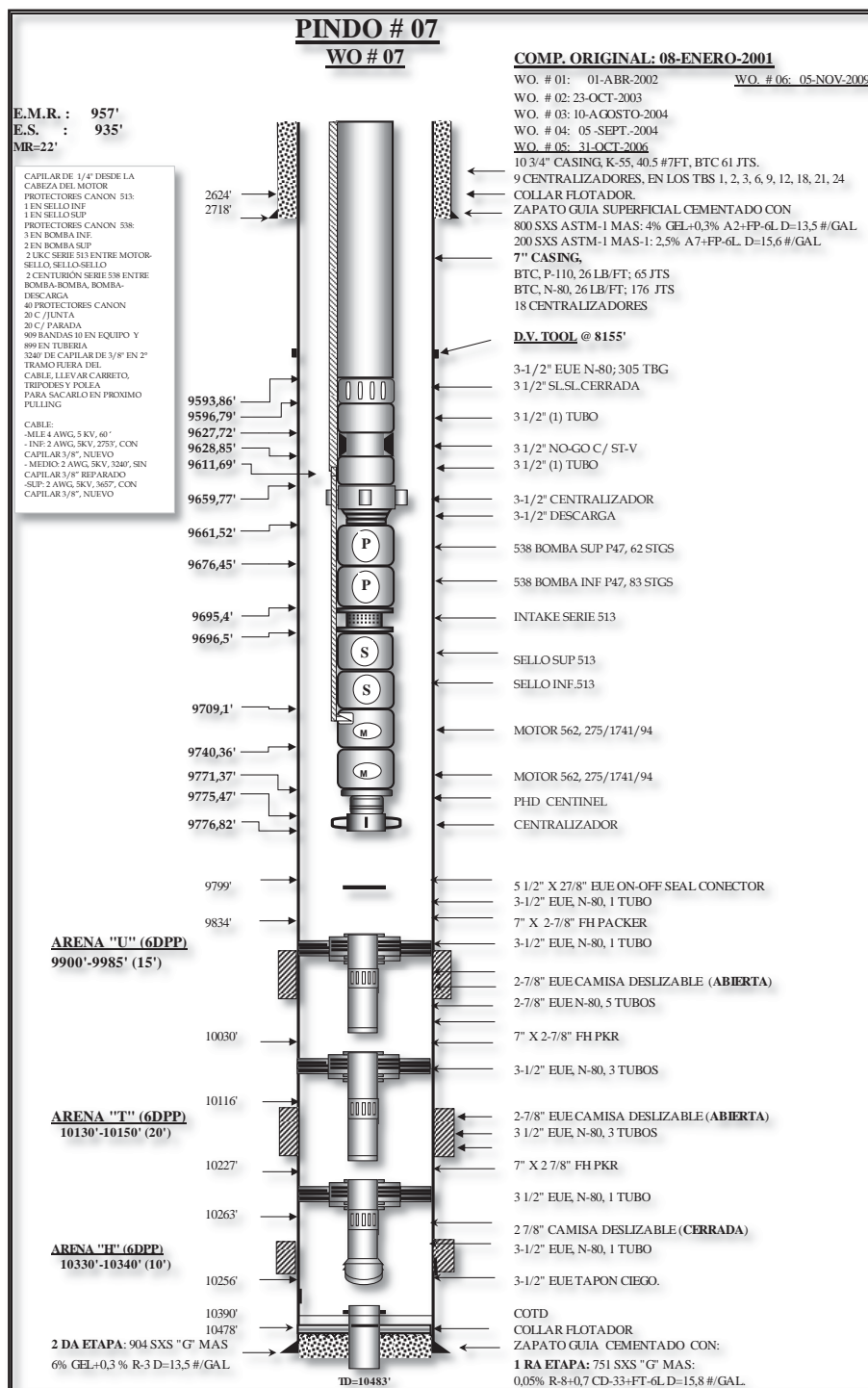
Pindo 6 workover #14



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petróviva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

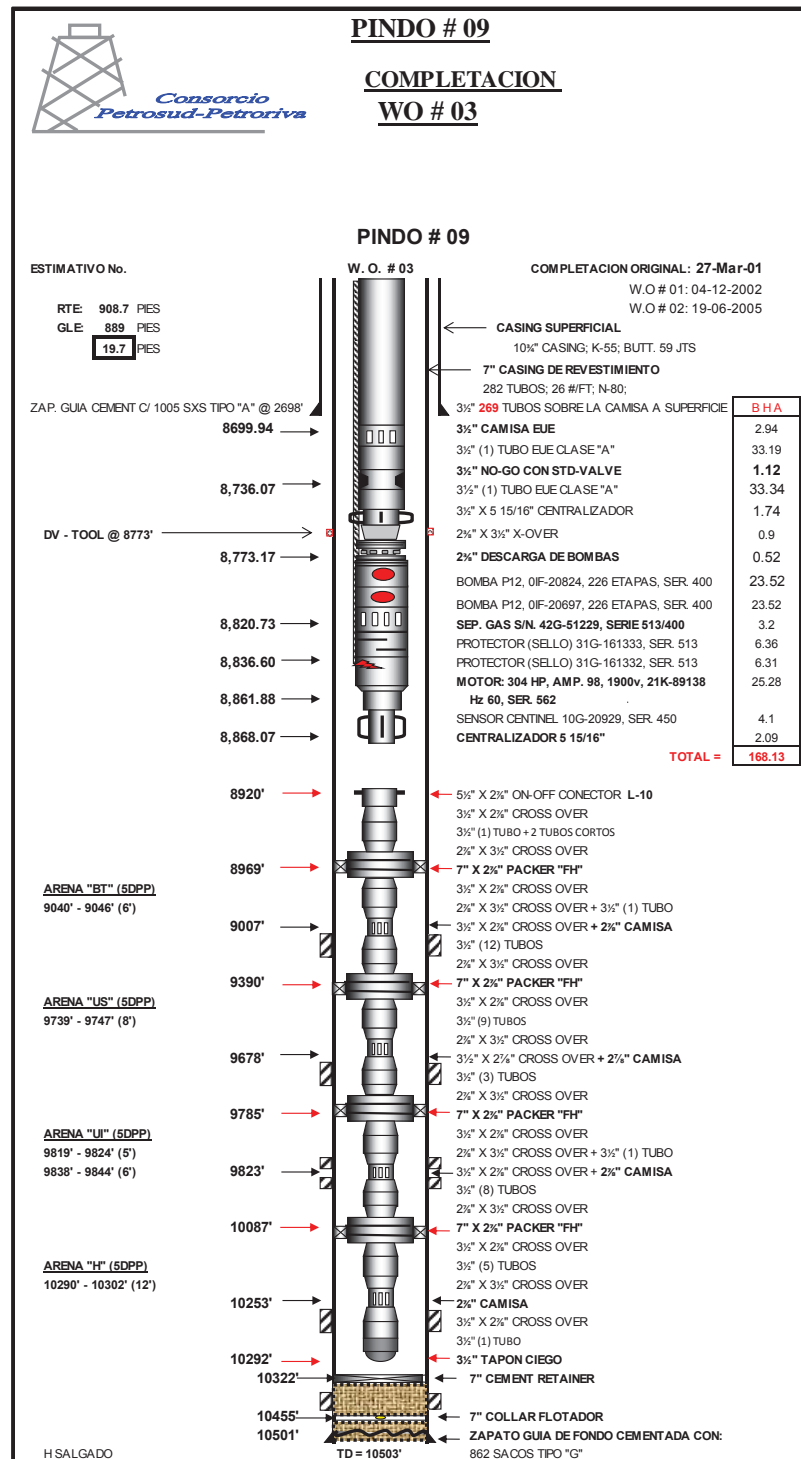
Pindo 7 workover #7



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

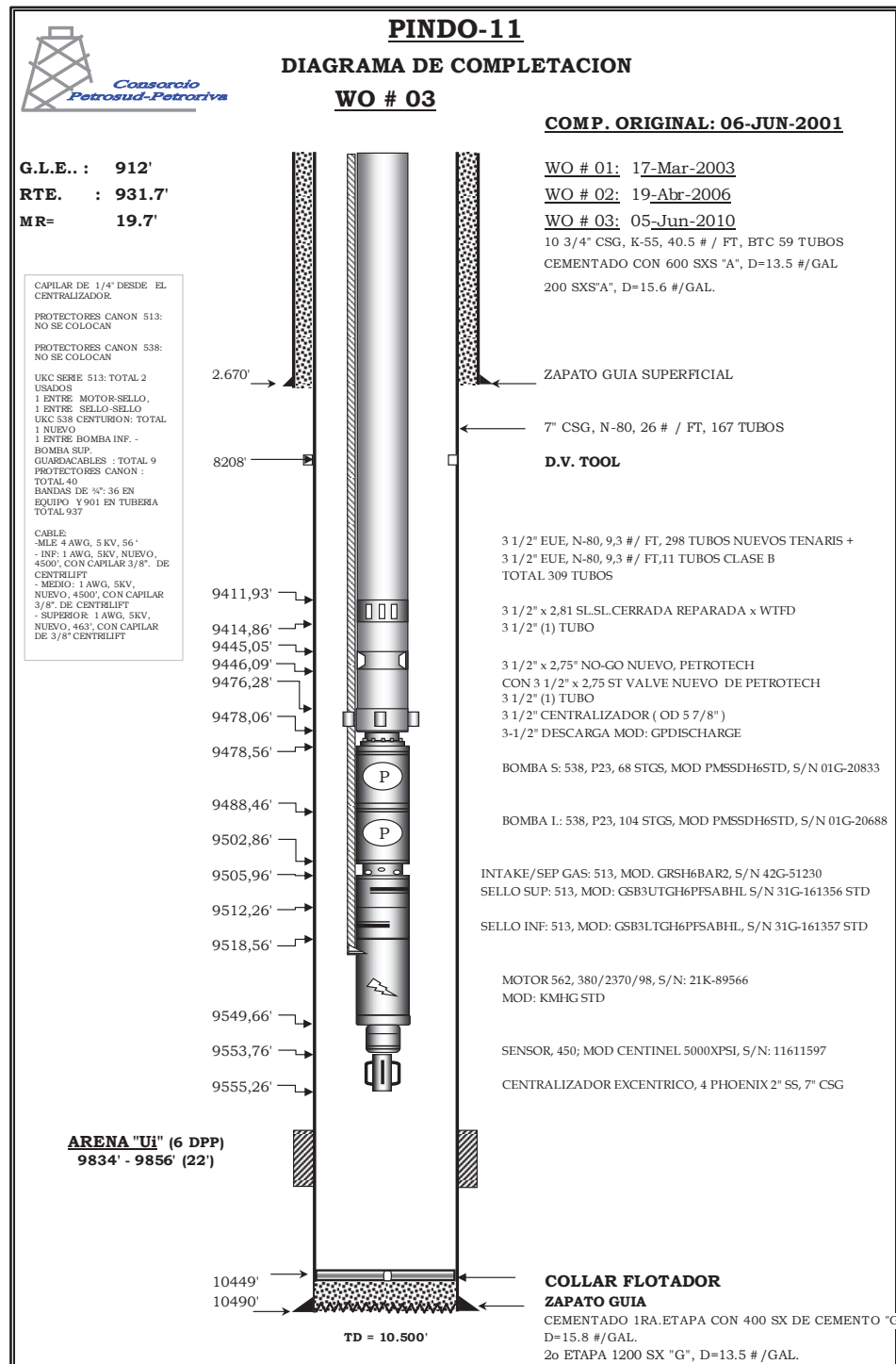
Pindo 9 workover #3



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

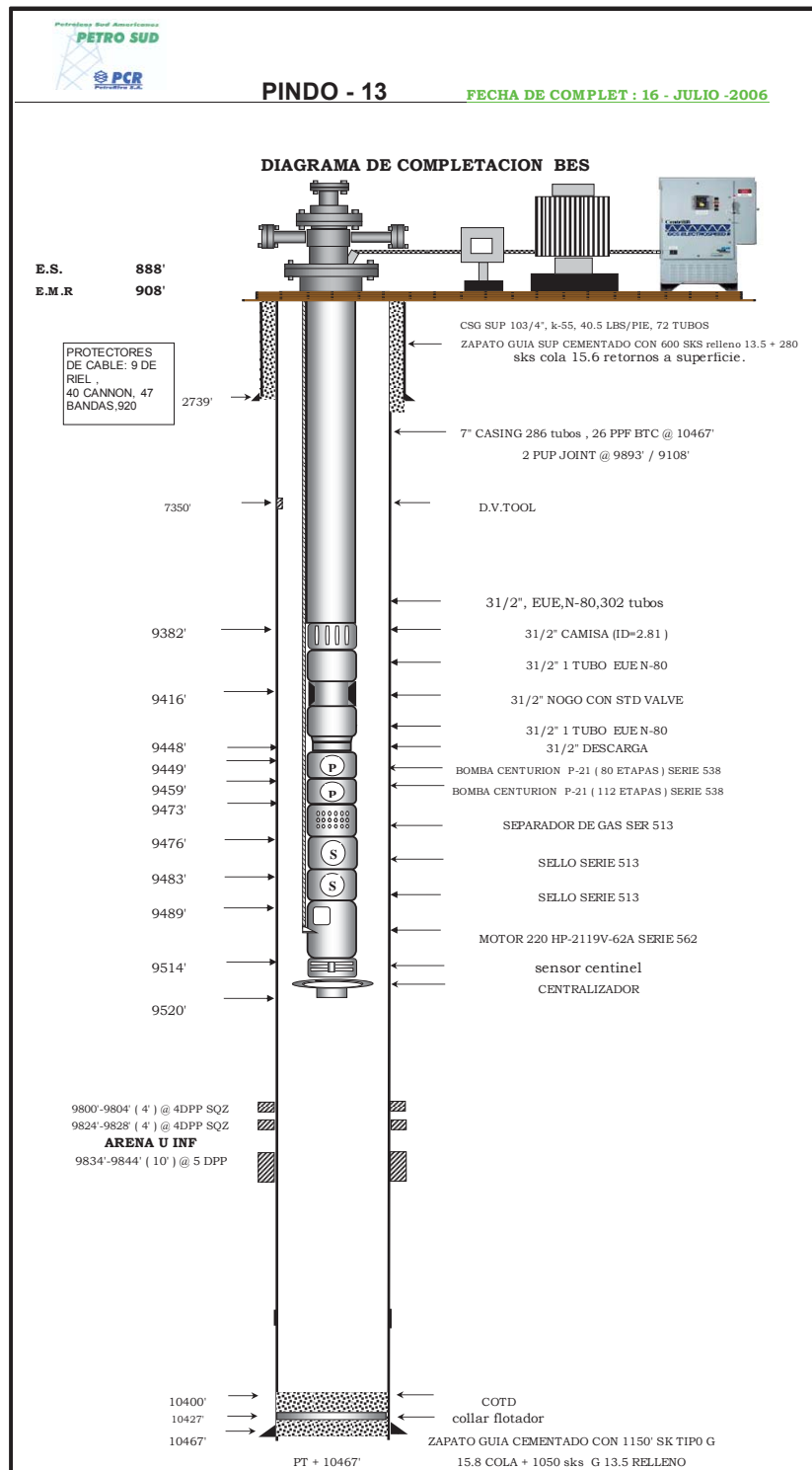
Pindo 11 workover #3



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

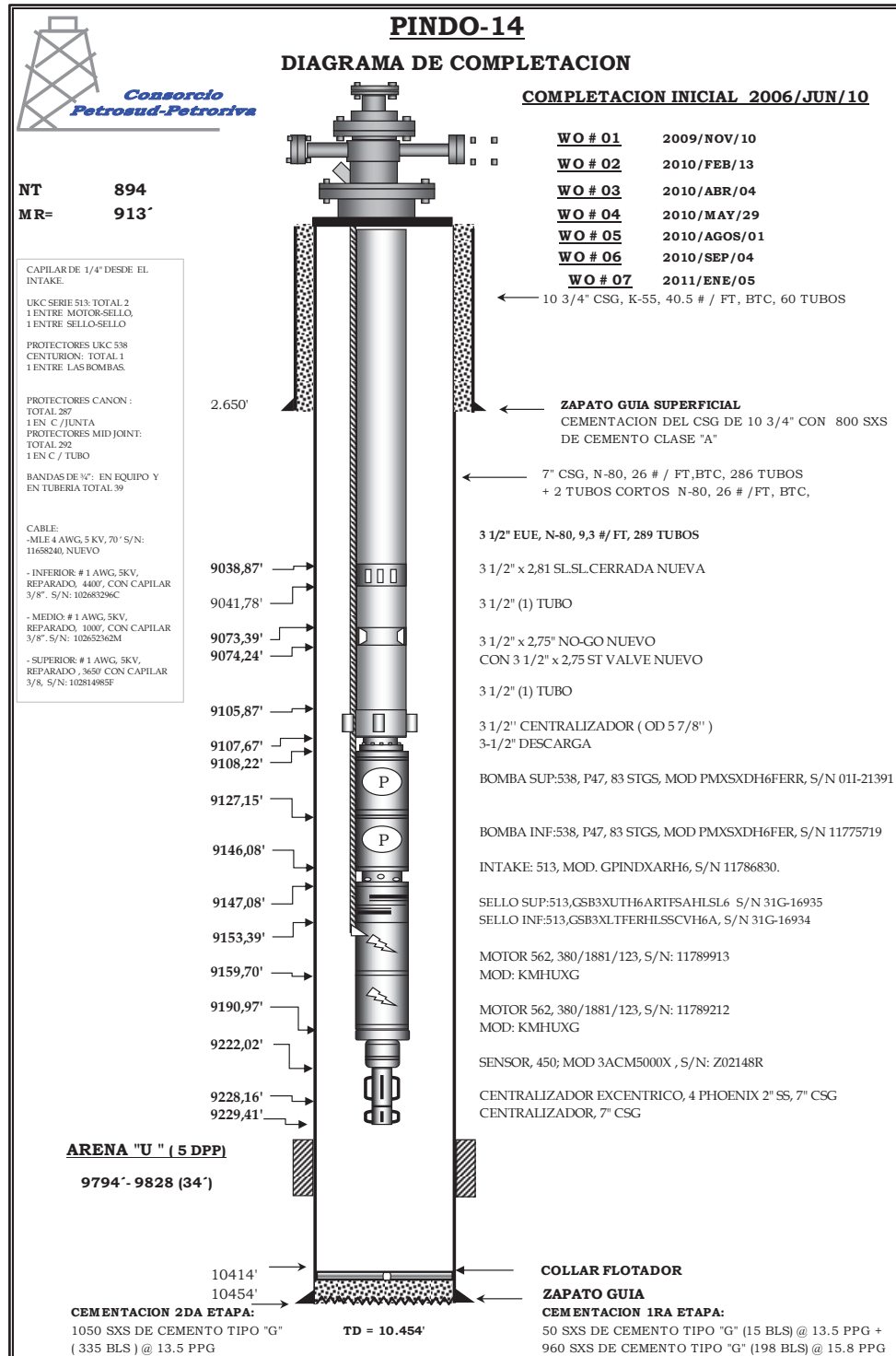
Pindo 13 workover #0



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petrivra

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

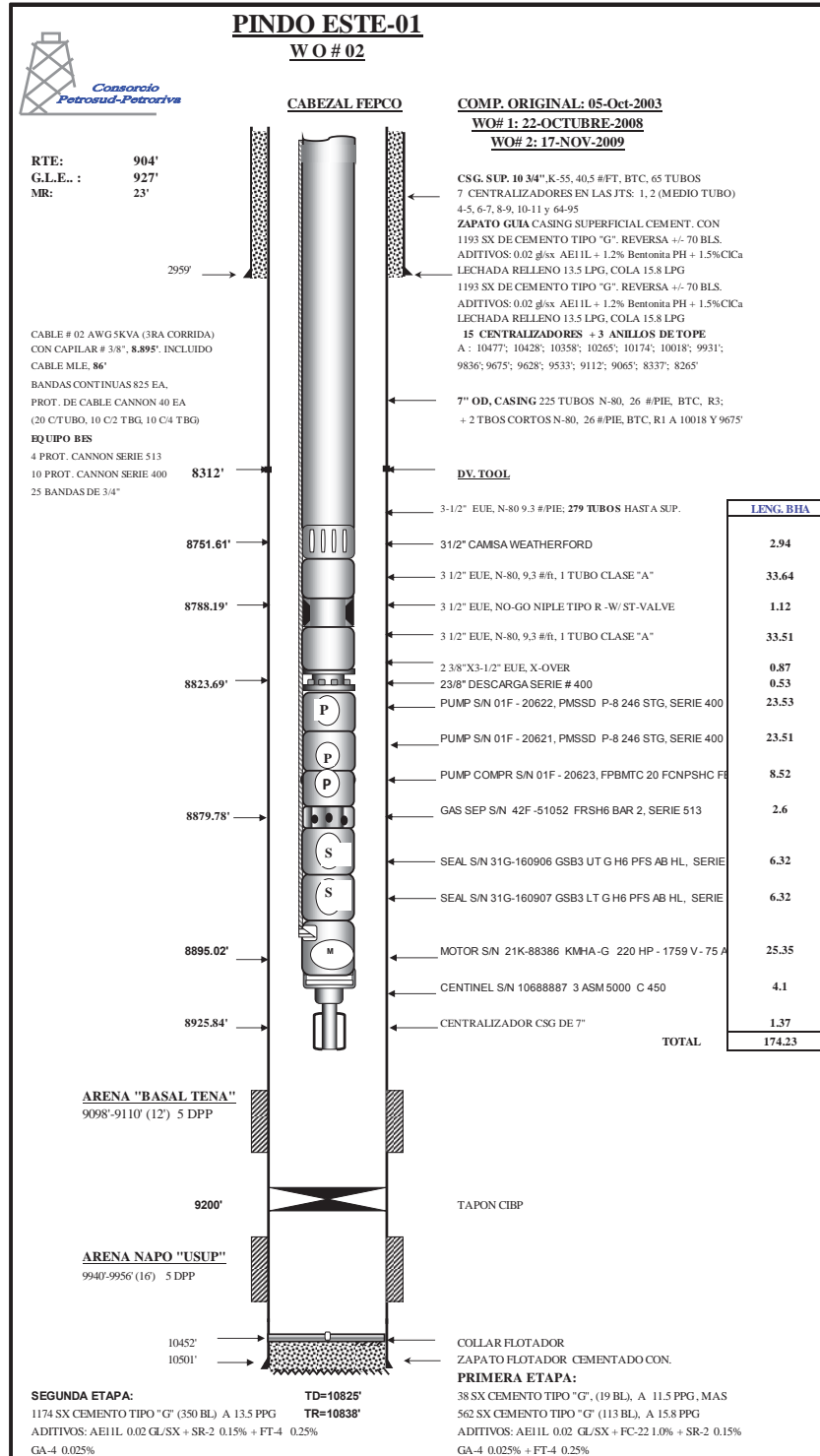
Pindo 14 workover #7



ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

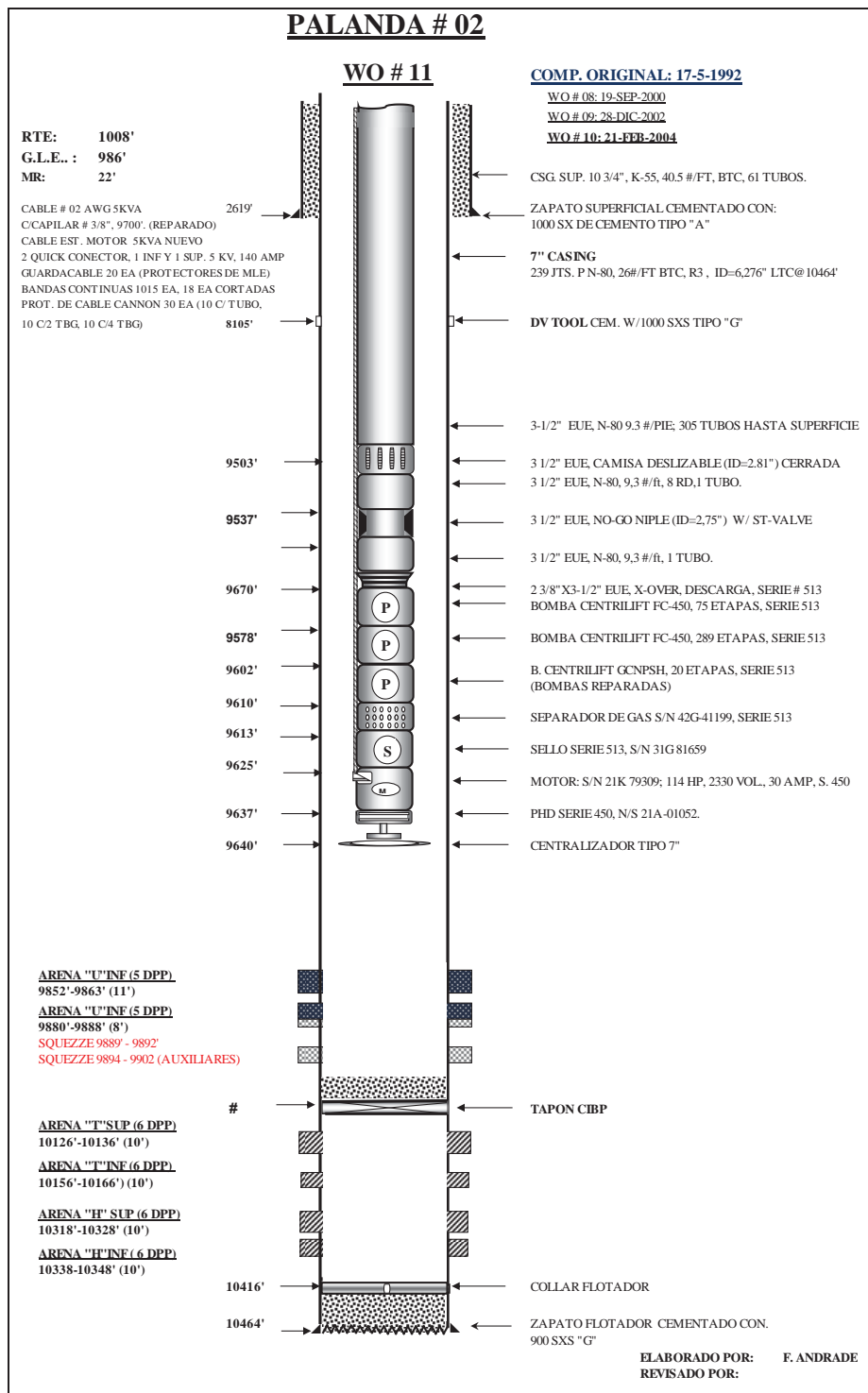
Pindo Este-1 workover #2



ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

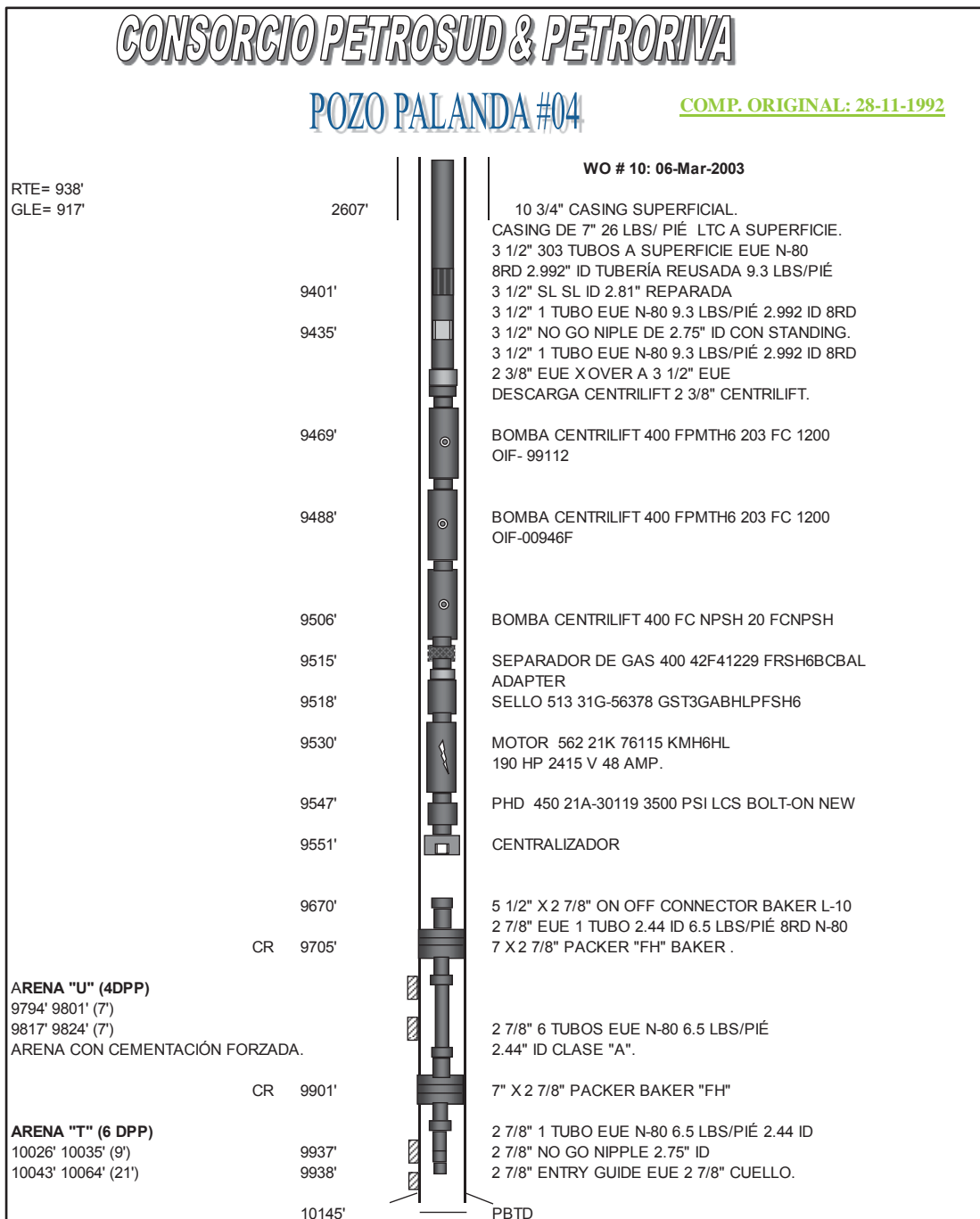
Palanda 2 workover #11



ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

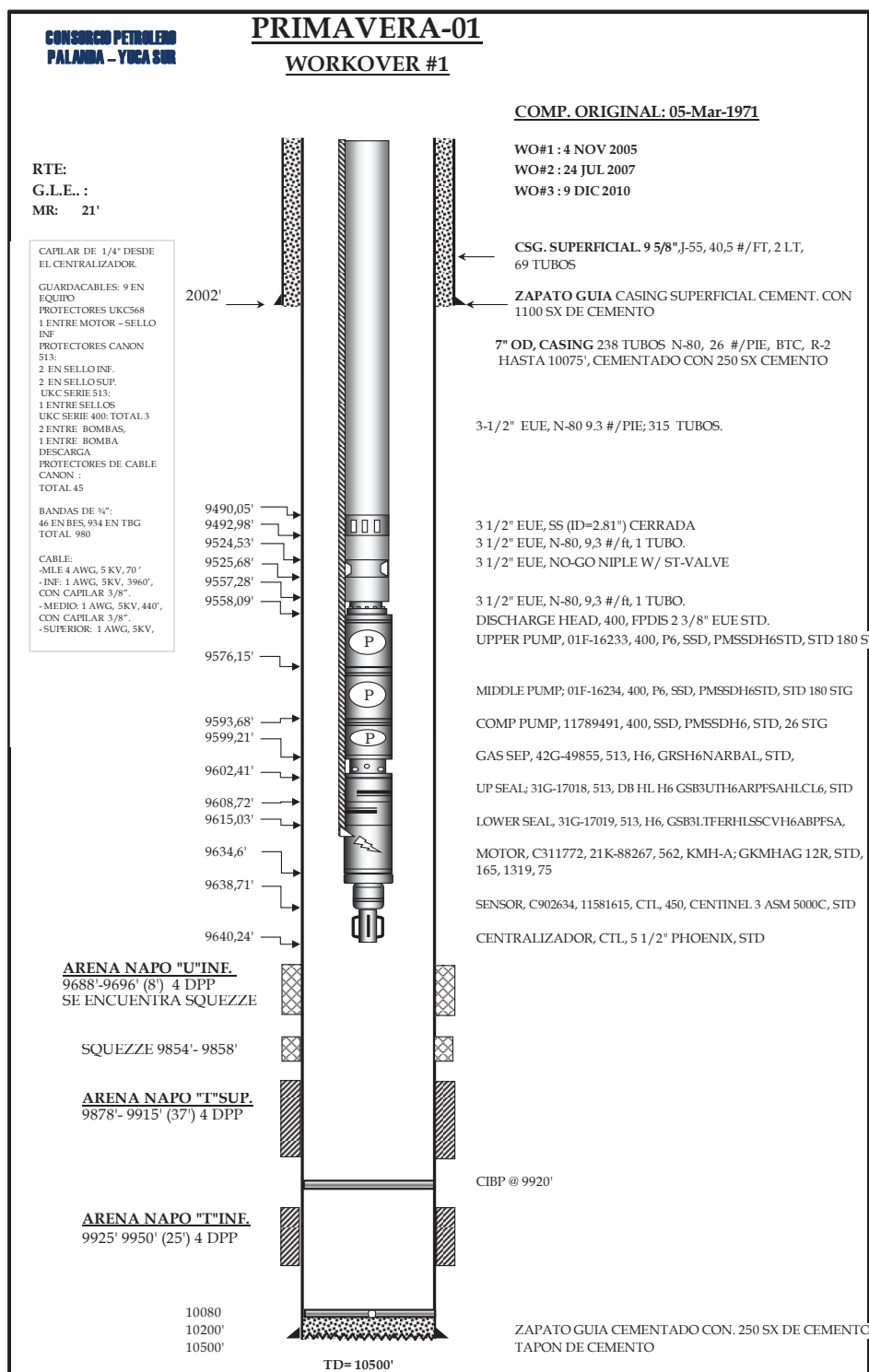
Palanda 4 workover #10



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

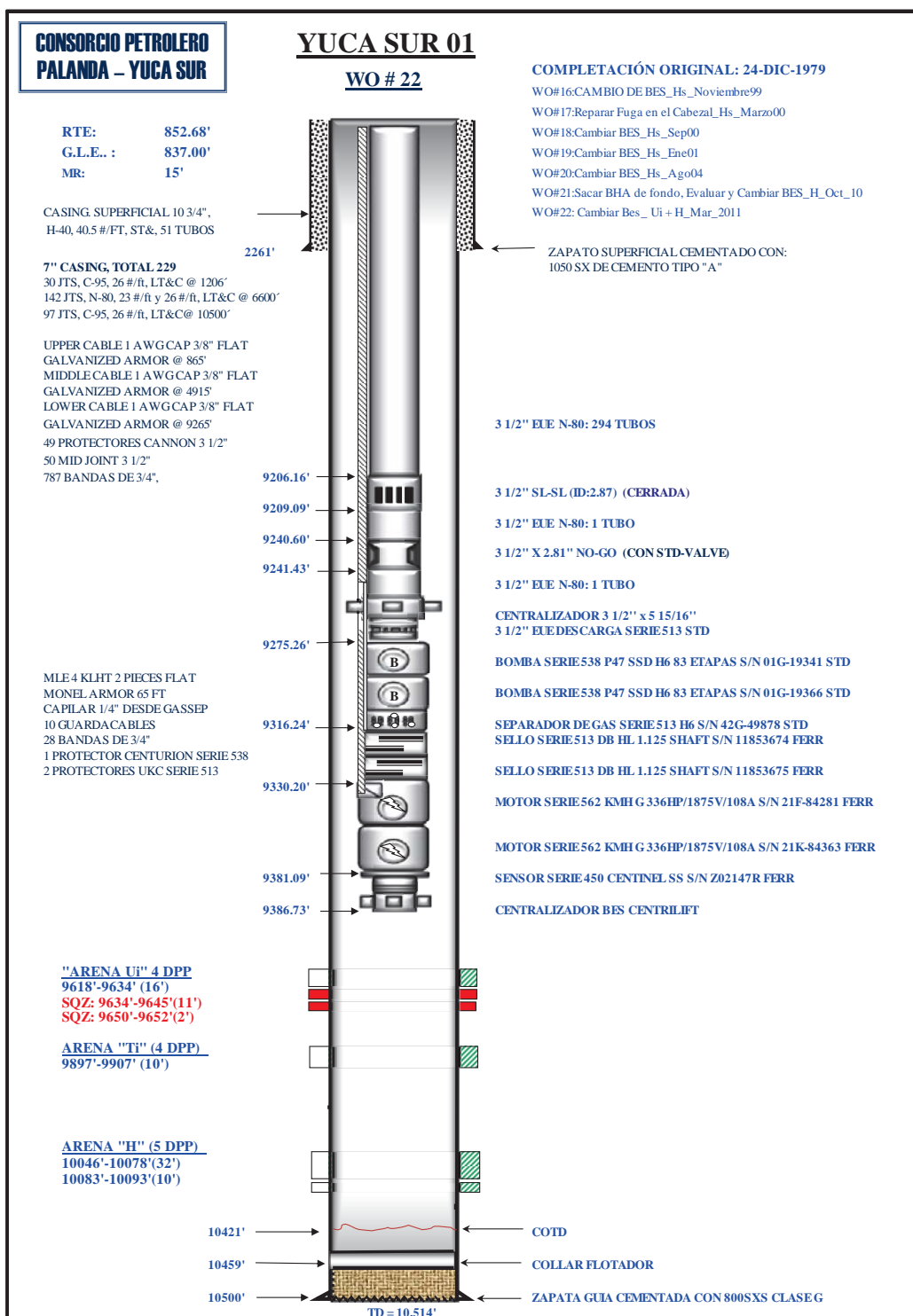
Primavera 1 workover #3



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

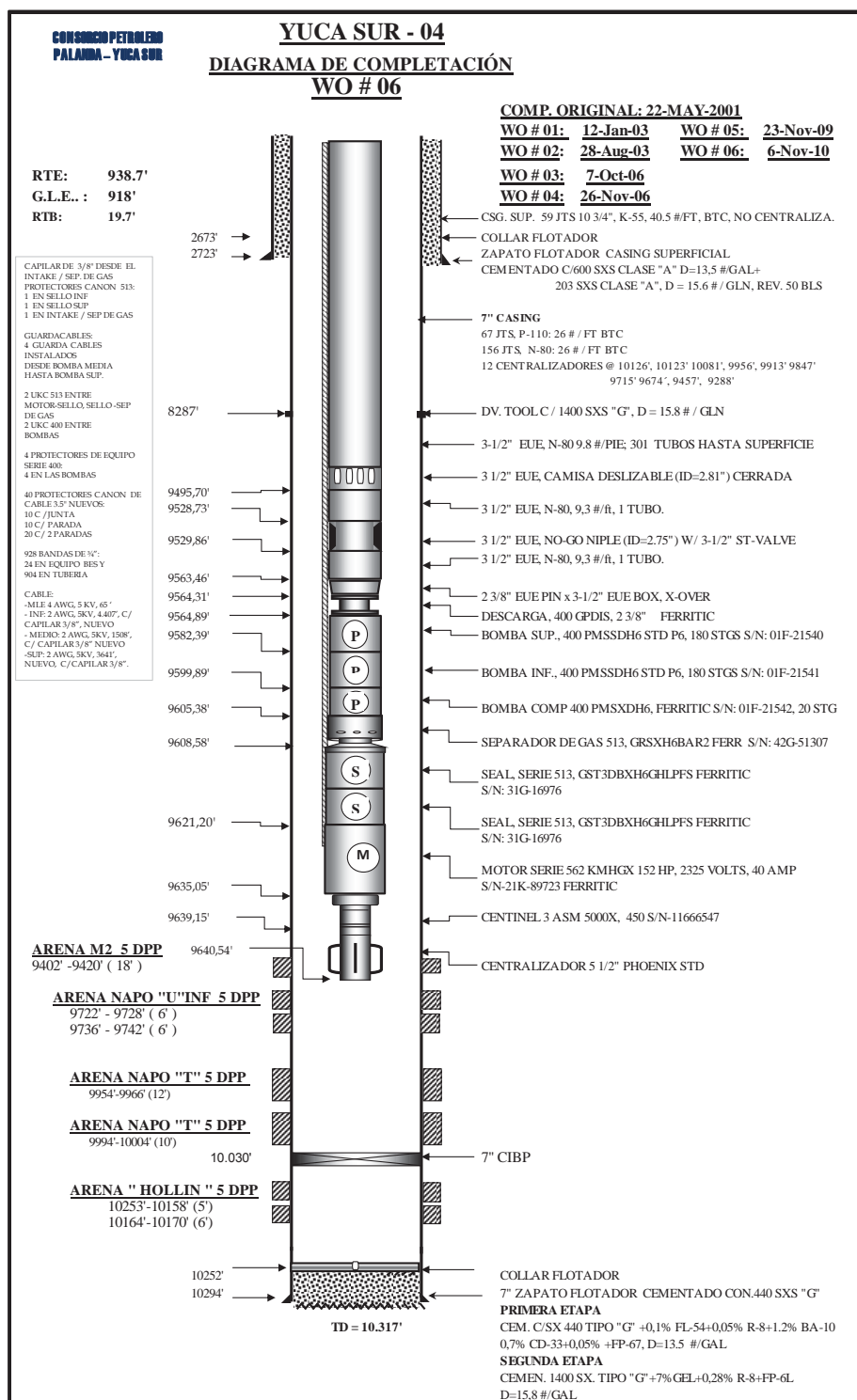
Yuca Sur 1 workover #22



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

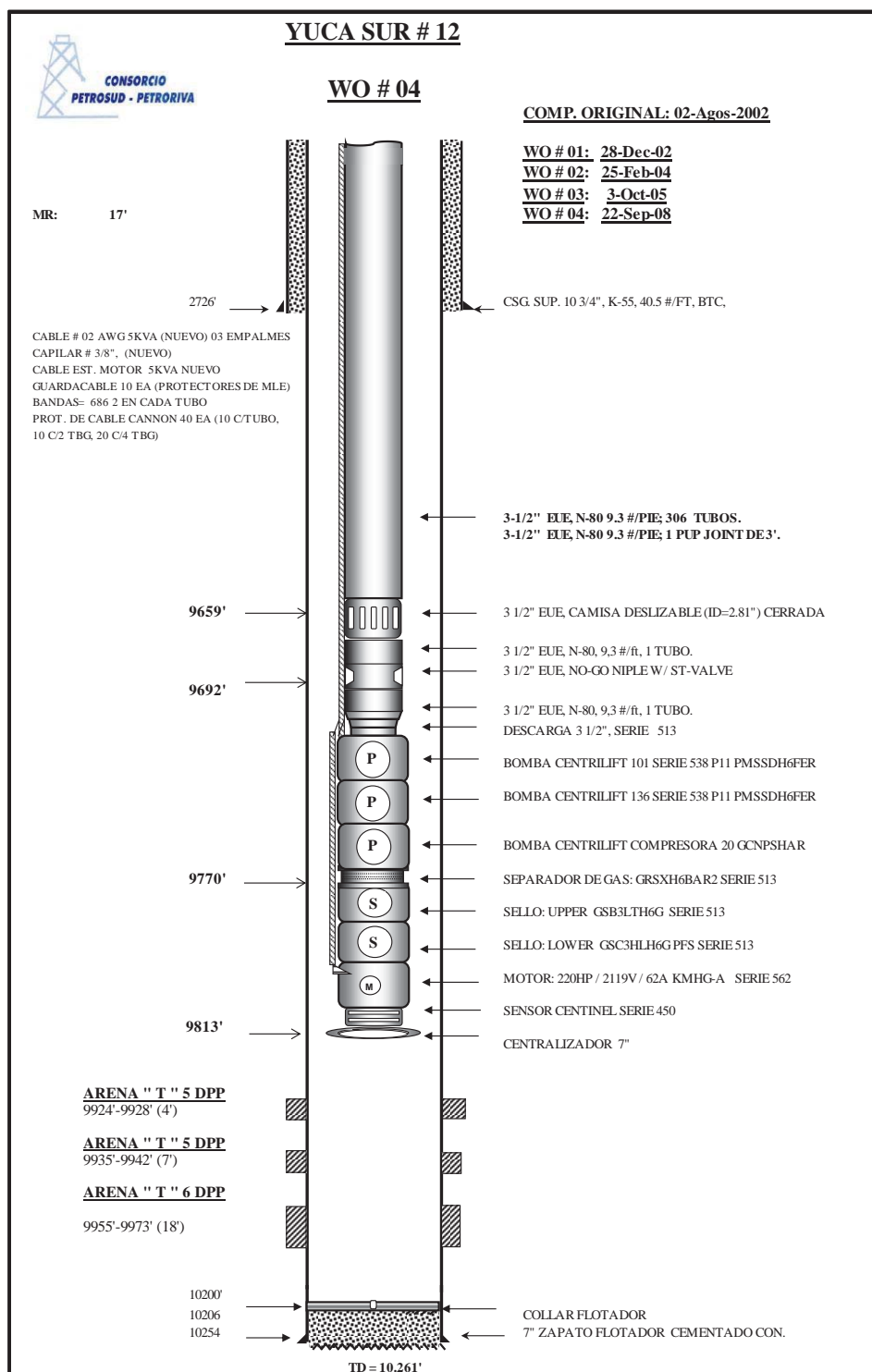
Yuca Sur 4 workover #6



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

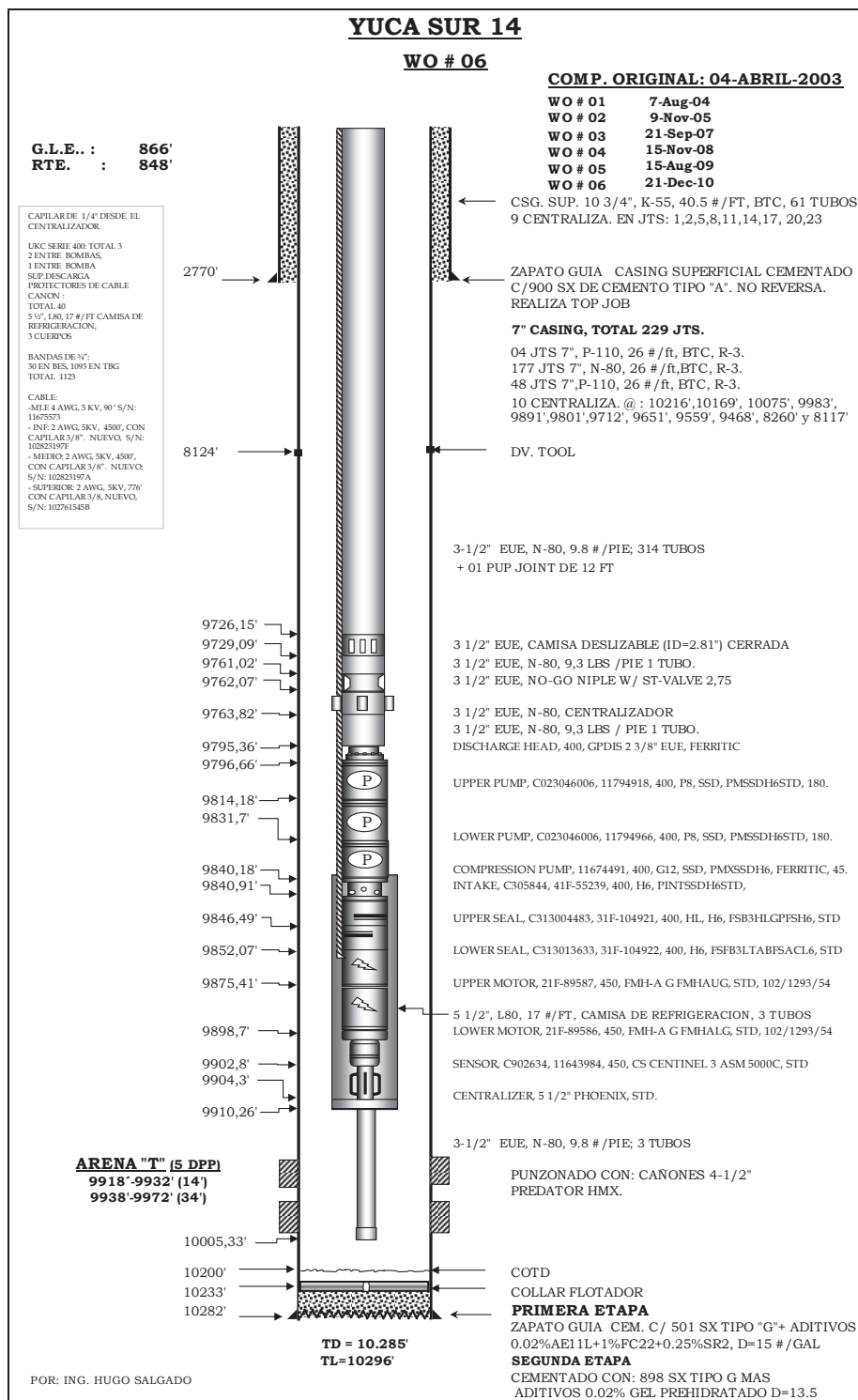
Yuca Sur 12 workover #4



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

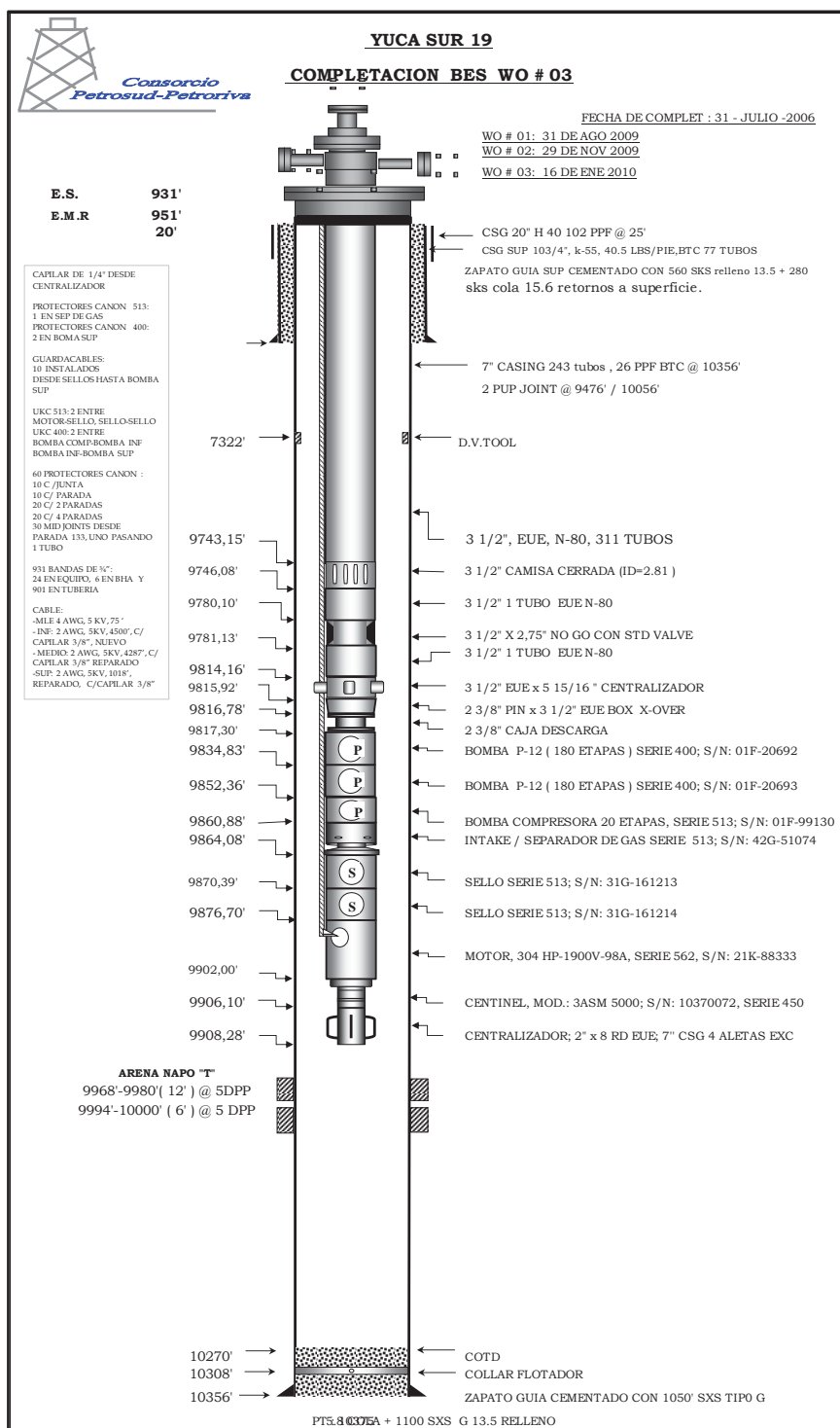
Yuca Sur 14 workover #6



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Recuperación Secundaria en el campo Pindo

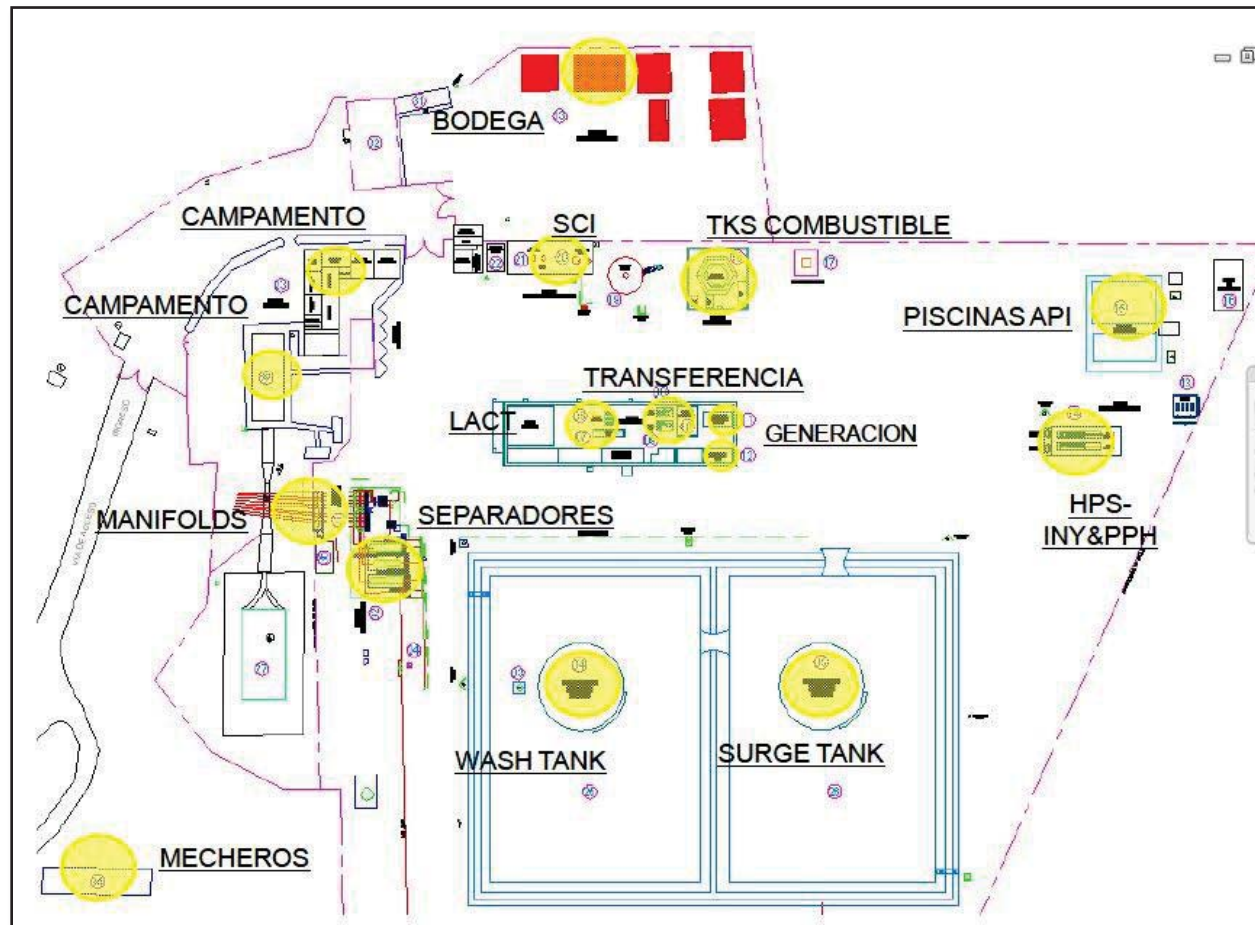
Yuca Sur 19 workover #3



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #7 Esquema de facilidades de la estación Pindo

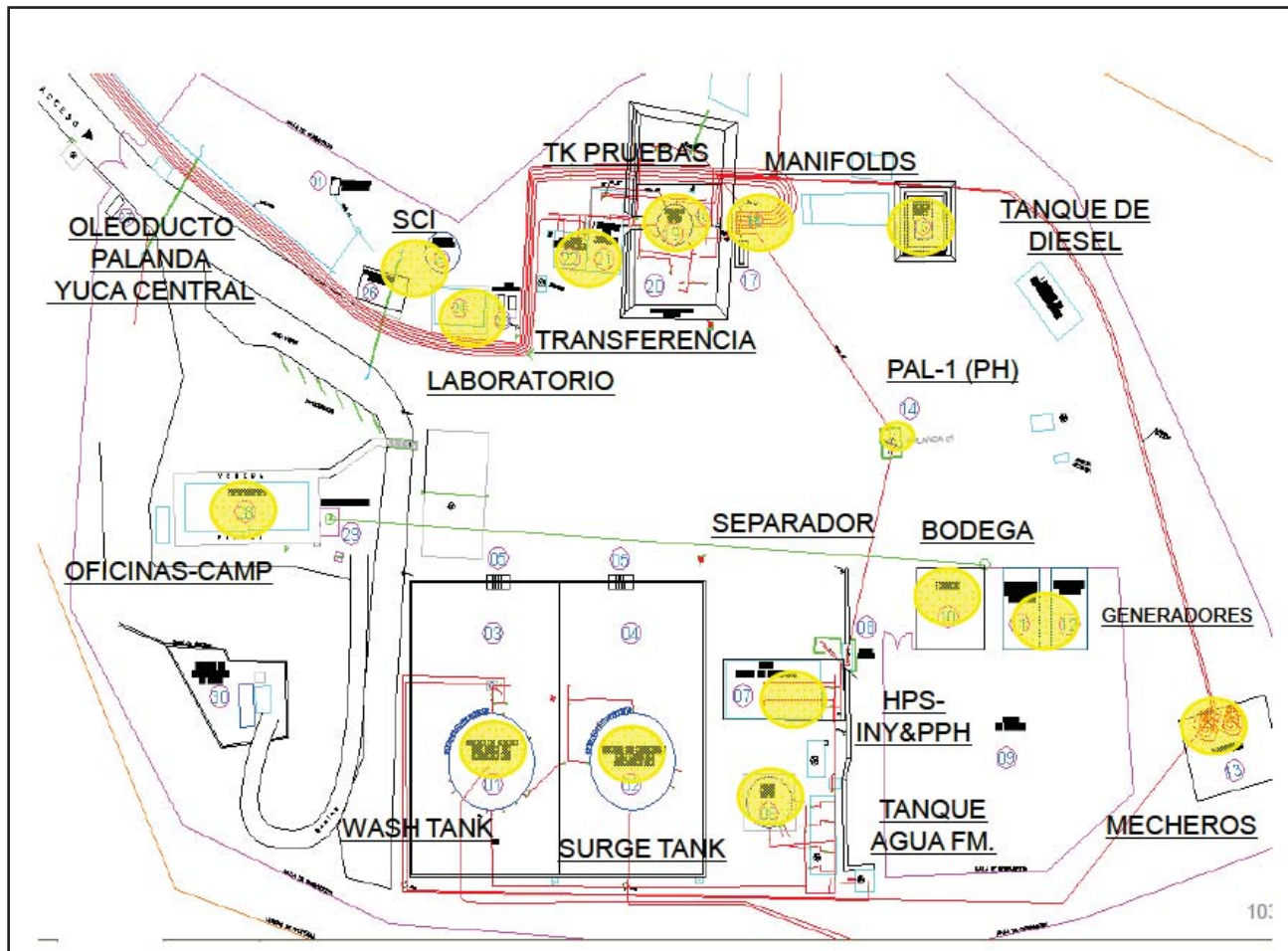
ANEXO # 7 Esquema de facilidades de la estación Pindo



Fuente: tomado de Reservoir Annual Report-Pindo-Jan 2011

ANEXO #8 Esquema de facilidades de la estación Palanda

ANEXO # 8 Esquema de facilidades de la estación Palanda



Fuente: tomado de Reservoir Anual Report Pys -Jan 2011

ANEXO #9 Propiedades Petrofísicas de los fluidos del campo Pindo

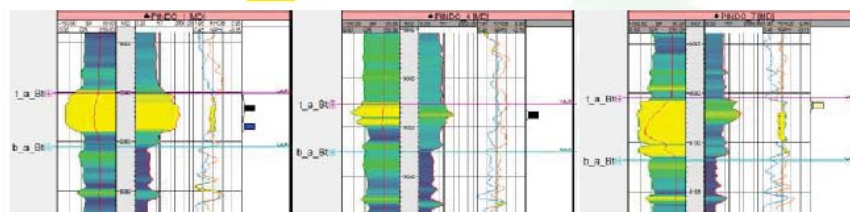
ANEXO # 9 Propiedades petrofísicas de los fluidos del campo Pindo

CONSORCIO
PETROSUD - PETRORIVA

PETROFISICA BT

PARAMETROS PETROFISICOS - Basal Tena

Pozo	Profundidad		Gross	Ho	Porosidad	Saturación	Datos Iniciales		Acumulada	
	TOPE	BASE					Qo	WC	Np	Wp
Pindo 01	9.040	9.063	22	15	18%	8%	652	16%	2.298.411	1.241.026
Pindo 02	9.039	9.058	19	7	20%	16%	166	82%	64.896	180.254
Pindo 03	9.027	9.055	28	16	21%	9%	481	9%	268.785	69.296
Pindo 04	9.011	9.030	19	6	13%	24%	20	90%	125.952	719.391
Pindo 05	9.016	9.043	27	10	20%	14%	792	1%	1.247.064	1.295.708
Pindo 06	9.124	9.149	25	18	21%	20%	306	85%	0	0
Pindo 07	9.082	9.106	24	9	17%	25%	0	0	0	0
Pindo 08	9.080	9.103	23	9	17%	33%	0	0	0	0
Pindo 09	9.031	9.053	22	6	17%	17%	0	0	0	0
Pindo 11	9.043	9.065	22	7	17%	25%	180	77%	0	0
Pindo 12	8.966	8.981	15	6	18%	31%	0	0	0	0
Pindo 13	9.011	9.034	23	0	18%	50%	0	0	0	0
Pindo 14	8.992	9.010	19	5	17%	25%	0	0	0	0
Pindo 15	9.371	9.395	24	8	16%	27%	0	0	0	0
Pindo 16	9.431	9.457	26	0	15%	50%	0	0	0	0
Pindo Este 01	9.089	9.110	22	12	20%	15%	600	0	737.938	651.781

LIP
CAP

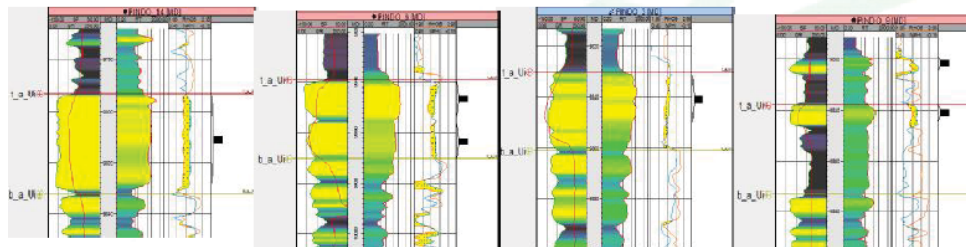
Fuente: tomado de Reservoir Anual Report-Pindo-Jan 2011

CONSORCIO
PETROSUD - PETRORIVA

PETROFISICA Ui

PARAMETROS PETROFISICOS - Napo U Inf.

Pozo	Profundidad		Gross	Ho	Porosidad	Saturación	Datos Iniciales		Acumulada	
	TOPE	BASE					Qo	WC	Np	Wp
Pindo 01	9.863	9.892	29	25	17%	15%	151	65%	93.104	283.174
Pindo 02	9.856	9.871	15	9	19%	13%	656	1%	463.987	371.041
Pindo 03	9.830	9.858	28	28	18%	11%	172	44%	108.194	200.150
Pindo 04	9.834	9.864	30	24	16%	16%	533	27%	838.220	2.059.918
Pindo 05	9.816	9.865	49	30	16%	24%	580	8%	202.331	279.756
Pindo 06	9.940	9.969	29	19	16%	8%	681	55%	2.822.799	7.422.354
Pindo 07	9.879	9.914	35	17	17%	12%	1.012	20%	949.954	1.670.684
Pindo 08	9.908	9.921	13	5	19%	35%	0	0	0	0
Pindo 09	9.838	9.872	34	8	14%	23%	171	63%	319.658	619.545
Pindo 11	9.833	9.891	58	45	17%	11%	1.622	1%	2.638.423	2.909.296
Pindo 12	9.775	9.797	22	5	17%	25%	0	0	0	0
Pindo 13	9.833	9.864	31	32	16%	22%	1.262	10%	1.217.163	560.438
Pindo 14	9.793	9.832	39	36	18%	12%	828	45%	956.654	2.188.352
Pindo 15	10.177	10.203	26	6	19%	30%	0	0	0	0
Pindo 16	10.227	10.269	42	20	16%	21%	0	0	0	0
Pindo Este 01	9.940	9.969	29	14	16%	14%	0	0	0	0



Fuente: tomado de Reservoir Anual Report-Pindo-Jan 2011

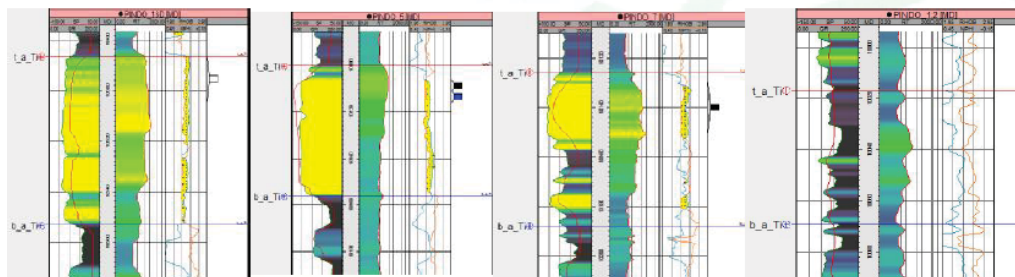
ANEXO #9 Propiedades Petrofísicas de los fluidos del campo Pindo



PETROFISICA Ti

PARAMETROS PETROFISICOS - T Inf.

Pozo	Profundidad		Gross	Ho	Porosidad	Saturación	Datos Iniciales		Acumulada	
	TOPE	BASE					Qo	WC	Np	Wp
Pindo 01	10.121	10.181	60	22	13%	43%	239	1%		
Pindo 02	10.096	10.159	64	10	12%	42%	39	56%	8.015	10.202
Pindo 03	10.089	10.153	64	22	17%	34%	169	75%	7.347	22.042
Pindo 04	10.075	10.136	61	0	13%	50%	0	0	0	0
Pindo 05	10.100	10.161	61	26	17%	34%	376	58%	73.888	281.909
Pindo 06	10.188	10.256	68	34	14%	31%	499	48%		
Pindo 07	10.124	10.183	59	16	16%	32%	98	85%	233.025	734.860
Pindo 08	10.145	10.203	59	3	12%	34%	0	0	0	0
Pindo 09	10.088	10.149	61	0	15%	50%	0	0	0	0
Pindo 11	10.109	10.173	63	13	14%	38%	0	0	0	0
Pindo 12	10.042	10.093	51	0	10%	50%	0	0	0	0
Pindo 13	10.087	10.138	50	0	13%	50%	0	0	0	0
Pindo 14	10.053	10.113	60	13	17%	39%	0	0	0	0
Pindo 15	10.417	10.485	68	36	19%	25%	2.163	6%	752.971	50.414
Pindo 16	10.486	10.554	68	50	14%	30%	2.176	10%	331.741	51.094
Pindo Este 01	10.188	10.249	61	0	16%	50%	0	0	0	0

CAP 2
CAP 1

Fuente: tomado de Reservoir Anual Report-Pindo-Jan 2011

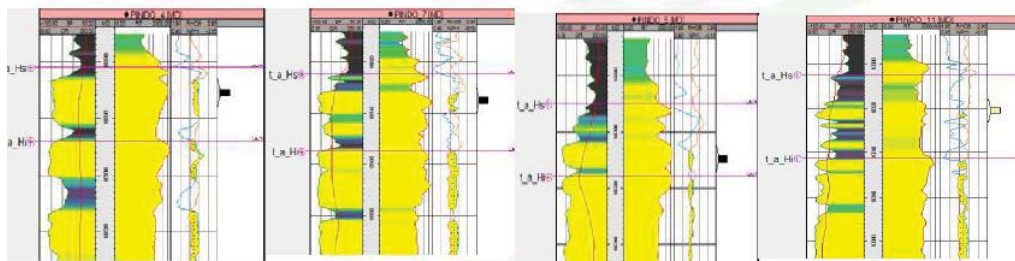


PETROFISICA Hs

PARAMETROS PETROFISICOS - HOLLIN Superior

Pozo	Profundidad		Gross	Ho	Porosidad	Saturación	Datos Iniciales		Acumulada	
	TOPE	BASE					Qo	WC	Np	Wp
Pindo 01	10.313	10.321	8	0	10%	50%	140	38%	0	0
Pindo 02	10.295	10.316	21	8	16%	18%	226	91%	0	0
Pindo 03	10.287	10.305	18	7	18%	9%	0	0	0	0
Pindo 04	10.262	10.288	25	17	15%	12%	108	11%	229.216	604.222
Pindo 05	10.290	10.315	25	11	15%	12%	356	15%	173.610	222.332
Pindo 06	10.391	10.419	28	12	15%	12%	0	0	0	0
Pindo 07	10.325	10.355	31	12	17%	10%	1.837	6%	307.364	206.291
Pindo 08	10.333	10.346	13	4	14%	13%	426	25%	19.098	171.612
Pindo 09	10.283	10.290	7	0	10%	50%	0	0	0	0
Pindo 11	10.303	10.342	39	6	15%	14%	0	0	0	0
Pindo 12	10.202	10.208	6	0	10%	50%	0	0	0	0
Pindo 13	10.267	10.308	41	0	13%	50%	0	0	0	0
Pindo 14	10.227	10.277	50	15	17%	15%	0	0	0	0
Pindo 15	10.591	10.607	17	16	15%	24%	1.037	1%	55.447	561
Pindo 16	10.666	10.681	15	9	16%	21%	347	36%	0	0
Pindo Este 01	10.378	10.384	7	0	10%	50%	0	0	0	0

LIP



Fuente: tomado de Reservoir Anual Report-Pindo-Jan 2011

ANEXO #9 Propiedades Petrofísicas de los fluidos del campo Pindo

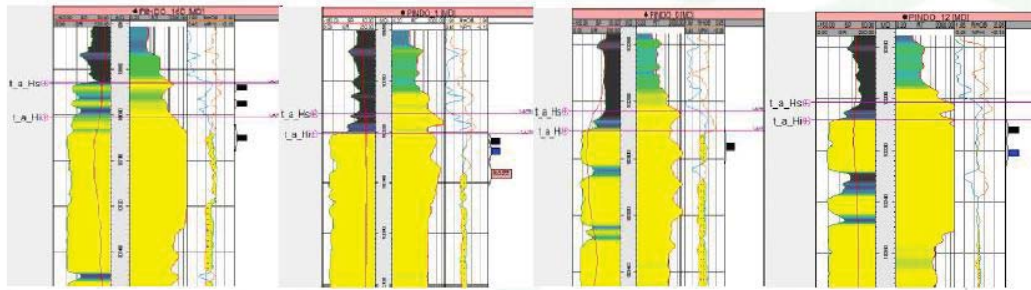


PETROFISICA Hi

PARAMETROS PETROFISICOS - HOLLIN Inferior

Pozo	Profundidad TOPE	BASE	Ht	Ho	Porosidad	Saturación	Datos Iniciales Qo	WC	Acumulada Np	Wp
Pindo 01	10.321	10.400	79	21	17%	32%	1.259	7%	197.466	75.934
Pindo 02	10.316	10.425	109	8	18%	31%	0	0	0	0
Pindo 03	10.305	10.405	100	18	20%	24%	190	9%	208.296	334.435
Pindo 04	10.288	10.401	113	11	11%	18%	0	0	0	0
Pindo 05	10.315	10.391	77	7	20%	24%	135	86%	0	0
Pindo 06	10.419	10.500	81	0	15%	50%	0	0	0	0
Pindo 07	10.355	10.488	133	19	18%	23%	0	0	0	0
Pindo 08	10.346	10.482	136	6	17%	37%	0	0	0	0
Pindo 09	10.290	10.505	215	26	17%	29%	764	9%	900.864	1.402.539
Pindo 11	10.342	10.531	189	5	15%	35%	0	0	0	0
Pindo 12	10.208	10.397	189	33	15%	15%	1.378	7%	915.694	2.309.816
Pindo 13	10.308	10.485	177	0	15%	50%	0	0	0	0
Pindo 14	10.277	10.449	172	14	18%	43%	0	0	0	0
Pindo 15	10.607	10.976	369	42	17%	19%	2.221	8%	239.471	492.219
Pindo 16	10.681	10.999	318	31	14%	22%	1.515	1%	322.225	157.642
Pindo Este 01	10.384	10.851	467	16	13%	43%	0	0	0	0

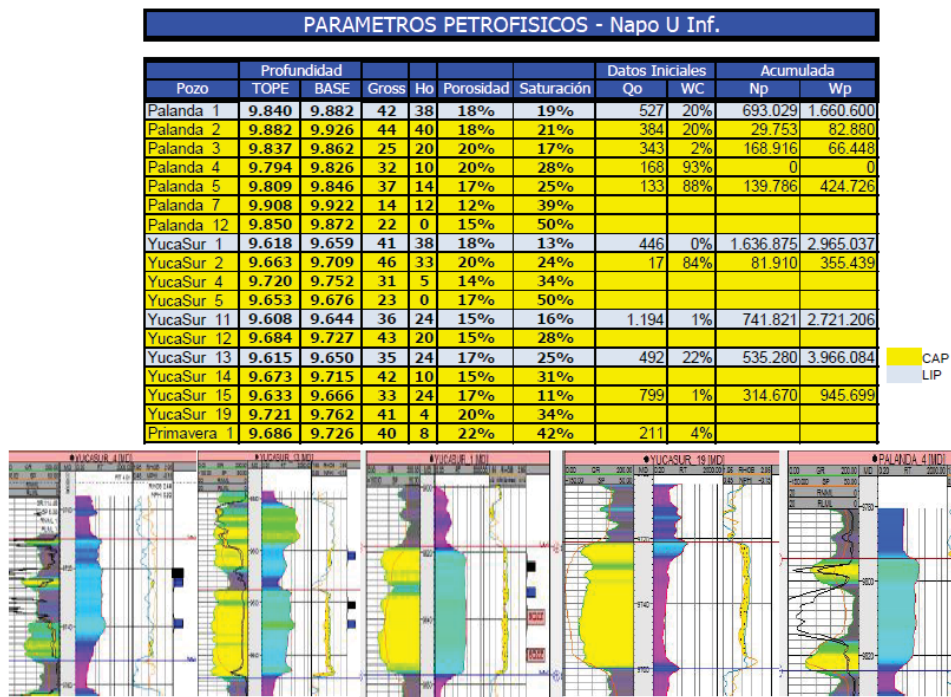
CAP



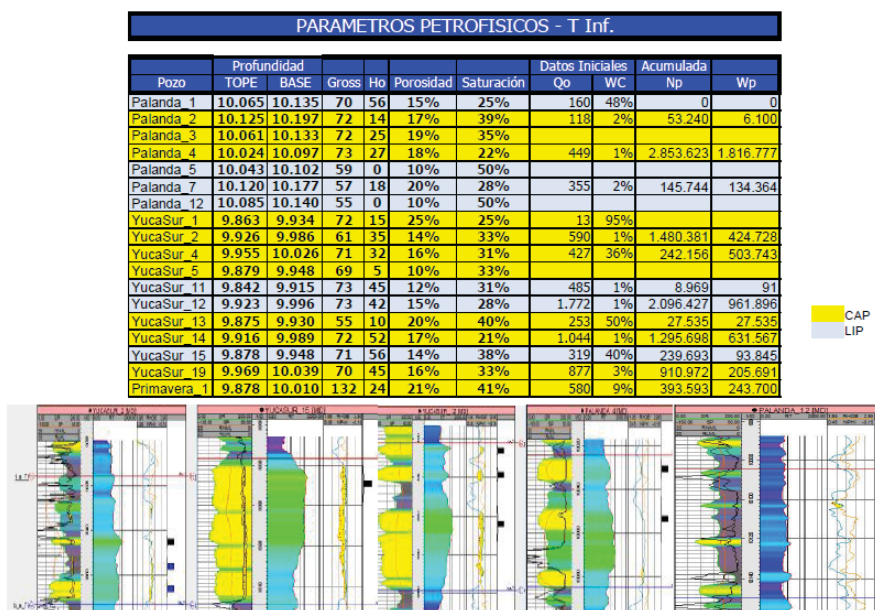
Fuente: tomado de Reservoir Anual Report-Pindo-Jan 2011

ANEXO #10 Propiedades Petrofísicas de los fluidos del campo Palanda-Yuca Sur

ANEXO # 10 Propiedades petrofísicas de los fluidos del campo Palanda-Yuca Sur



Fuente: Tomado de Reservoir Annual Report Pys -Jan 2011

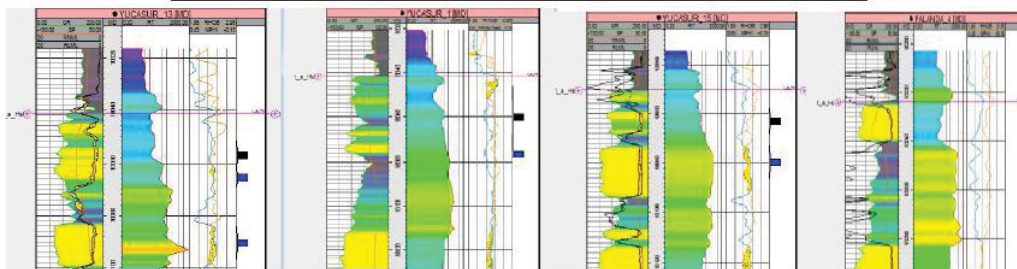


Fuente: Tomado de Reservoir Annual Report Pys -Jan 2011

ANEXO #10 Propiedades Petrofísicas de los fluidos del campo Palanda-Yuca Sur

PARAMETROS PETROFISICOS - HOLLIN Superior										
Pozo	Profundidad		Gross	Ho	Porosidad	Saturación	Datos Iniciales		Acumulada	Wp
	TOPE	BASE					Qo	WC		
Palanda 1	10.269	10.304	35	9	15%	25%				
Palanda 2	10.318	10.365	47	9	15%	41%	20	93%	0	0
Palanda 3	10.257	10.284	27	11	19%	35%				
Palanda 4	10.225	10.282	57	16	19%	23%				
Palanda 5	10.221	10.280	59	16	14%	35%	201	70%	94.455	314.604
Palanda 7	10.311	10.365	54	20	14%	34%	399	1%	160.339	134.628
Palanda 12	10.261	10.310	50	21	12%	15%	655	3%	265.173	53.341
YucaSur_1	10.042	10.085	43	24	23%	11%	355	20%	776.909	4.123.682
YucaSur_2	10.101	10.120	19	10	14%	29%				
YucaSur_4	10.147	10.179	32	8	14%	15%	952	10%	18.603	401.855
YucaSur_5	10.064	10.106	42	12	13%	36%	68	50%	5.400	4.520
YucaSur_11	10.035	10.062	27	20	13%	15%	524	1%	198.234	163.284
YucaSur_12	10.110	10.171	61	15	15%	21%	30	29%		
YucaSur_13	10.042	10.084	43	8	14%	42%				
YucaSur_14	10.093	10.131	38	8	14%	36%				
YucaSur_15	10.050	10.107	57	32	14%	38%	1.043	14%	155.555	182.168
YucaSur_19	10.154	10.207	53	24	14%	39%				
Primavera 1	10.115	10.144	30	0	0%	0%				

LIP

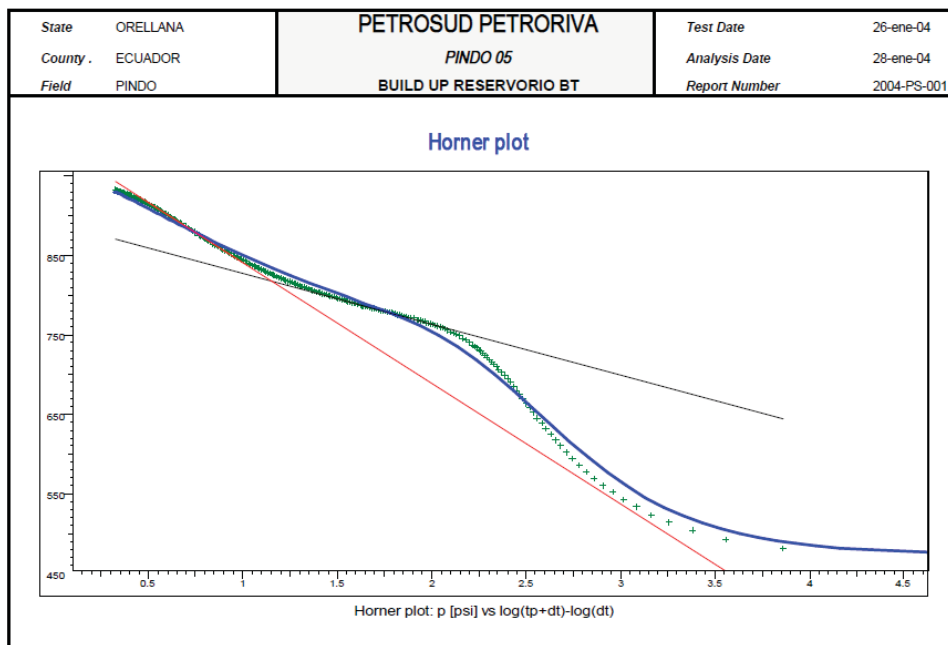
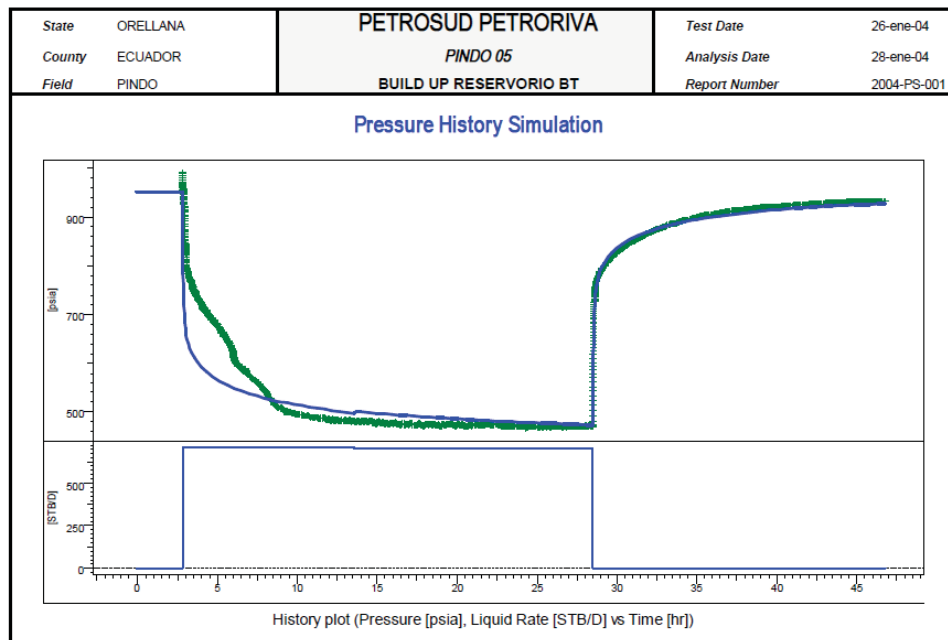


Fuente: Tomado de Reservoir Annual Report Pys -Jan 2011

ANEXO #11 Pruebas de presión

ANEXO # 11 Pruebas de presión

Pruebas de Presión del pozo Pindo 5

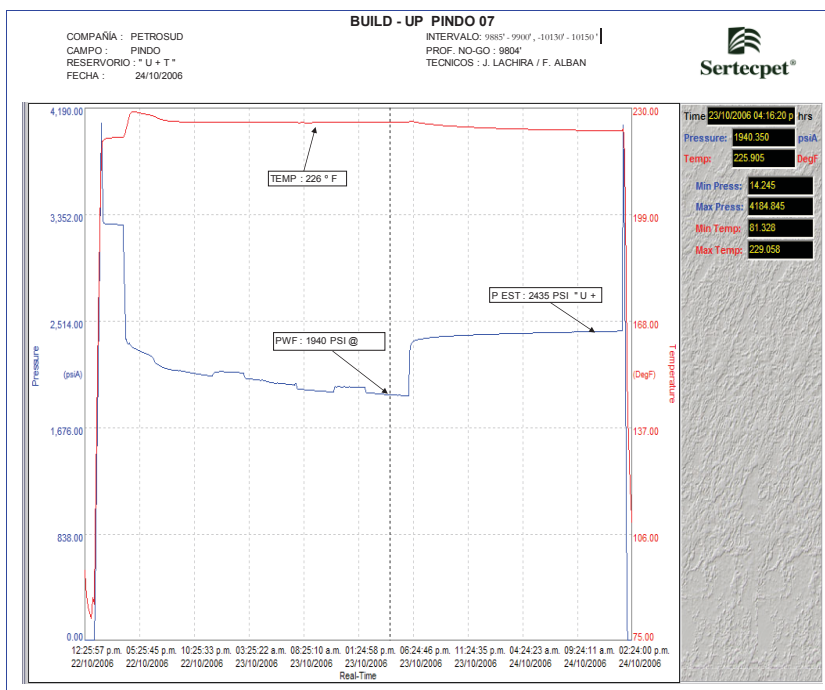


ANEXO #11 Pruebas de presión


State	ORELLANA	PETROSUD PETRORIVA			Test Date	26-ene-04
County	ECUADOR	PINDO 05			Analysis Date	28-ene-04
Field	PINDO	BUILD UP RESERVOIR BT			Report Number	2004-PS-001
Input Data						
Bo	1.08 r/sb	O	14.4 %	Ct	9.66e-05 psi ⁻¹	
Uo	2.9 cp	ht	10 ft	rw	0.41 ft	
<p>Modelo</p> <p>Pozo Almacenamiento y daño</p> <p>Reservorio Homogeneo</p> <p>Yacimiento Intercepción de fallas</p> <p>METODO</p> <p>DERIVADA</p> <p>T match 114 h⁻¹</p> <p>P match 0.0193 psia⁻¹</p> <p>C 2.25E-02 bbl/psi</p> <p>S 1.61</p> <p>Pi 953 psia</p> <p>Ko 253 md</p> <p>Frontera no flujo 36.8 ft</p> <p>Frontera de presión 199 ft</p> <p>Las presiones son referidas a profundidad de asentamiento de los memory gauge 8789 ft</p> <p>SUPERPOSICION</p> <p>PENDIENTE 67.9 psi</p> <p>S 0.75</p> <p>Pi 954 psia</p> <p>Ko 229 md</p> <p>HORNER</p> <p>flujo radial</p> <p>PENDIENTE -64 psi</p> <p>S 1.05</p> <p>Pi 953 psia</p> <p>Ko 236 md</p> <p>segunda recta</p> <p>PENDIENTE -151.6 psi</p> <p>Intercepción 38.1 ft</p>						

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

Prueba de Presión del pozo Pindo 7

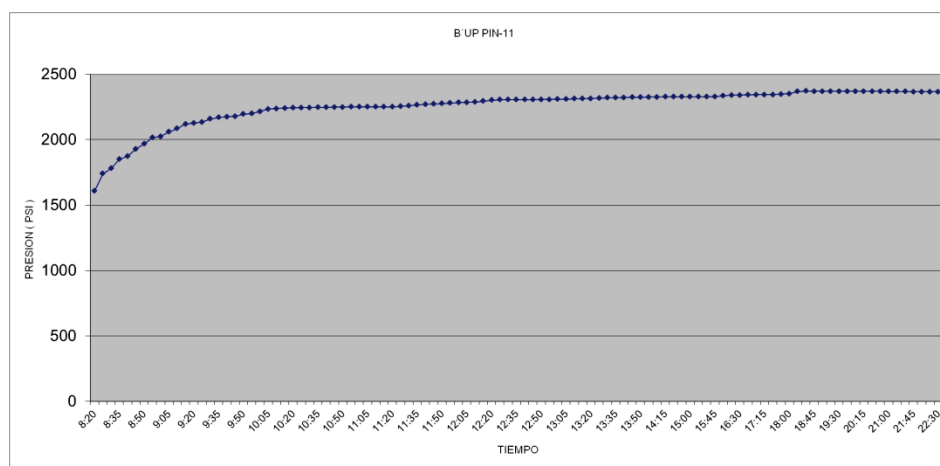


ANEXO #11 Pruebas de presión

		REPORTE DE EVALUACION HORA -HORA										CODIGO: GC.OP.RE.07													
												REV.04	FECHA:												
												2006-08-15													
COMPAÑIA : PETROSUD REPRESENTANTE : ING. FREDY GORDON TIPO DE BOMBA : DIRECTA 2.81 X 2 7/8 11-K TECNICO : INGENIERO / FCO ALBAN/ J IACHIRA FECHA : 23-OCT-2006																									
POZO : PINDO 07 ARENA : U + T INTERVALO : 9885-FT-9900 FT*,10130 FT-10150 FT PROFUNDIDAD DE CAMISA : 9770 FT PROFUNDIDAD DE NO-GO : 9804 FT																									
HORA	PRESIONES			INYECCION			PRODUCCION			BSW			MEDIDA	OBSERVACIONES											
	INYECC.	CABEZA	MODULO	POR HORA	POR DIA	TOTAL	POR HORA	POR DIA	TOTAL REC	INYECC.	RETOR.	REAL	TANQUE /												
	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DIA	BLS	BLS/H	BLS/DIA	BLS	%	%	%	CONTADOR												
23 DE OCTUBRE DEL 2006																									
6:00	3500			74	1776	1061	32	768	454	100	86	54		AFORO =2.08 BLS/PLG											
7:00	3500			81	1944	1142	32	768	486	100	86	51		PWF : 1505 PSI - SAL. : 11375											
8:00	3500			82	1968	1224	32	768	518	100	86	50	155												
9:00	3500			82	1968	1306	34	816	552	100	85	49	172												
10:00	3500			82	1968	1388	32	768	584	100	85	47	189	SALINIDAD=13375 PPM											
11:00	3500			82	1968	1470	33	792	617	100	85	48	205												
12:00	3500			82	1968	1552	33	792	650	100	85	48		Evacuando TK estación.											
13:00	3500			82	1968	1634	33	792	683	100	85	48		pwf : 1505 PSI - SAL. : 15275											
14:00	3500			82	1968	1716	33	792	716	100	85	48		SALINIDAD=15800 PPM											
15:00																									
16:00																									

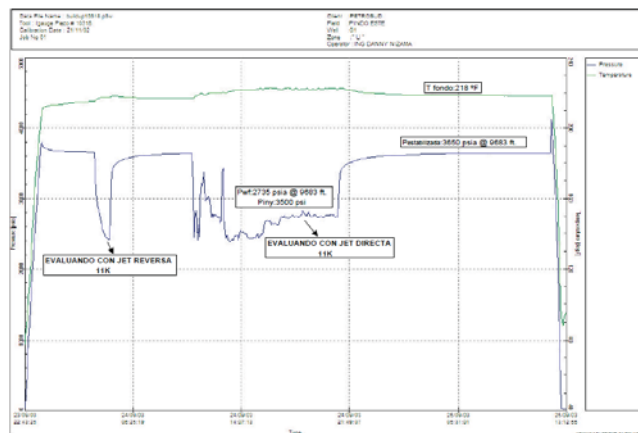
Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

Prueba de presión del pozo Pindo 11



Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

Pruebas de presión del pozo Pindo Este-1



ANEXO #11 Pruebas de presión

Job Information			
Data File Name	: ..\..\Documents and Settings\Sertecpet\Mis documentos\PINDO ESTE 1 IGAUGES\buildup10318.4		
Job Number	: 1		
Description	: Job No 01		
Well Logged	:		
Tool Type	: Igauge Piezo - V1.19		
Serial Number	: 10318		
Calibration Date	: 21/11/02		
Battery Type	: L15 47.1% used		
Battery Exhausted After	: 47.1 Days		
Expected Temperature	: 278.6 degF		
Start Up Time	: 23/09/03 20:25:25		
First Sample	: 23/09/03 22:43:25		
Last Sample	: 25/09/03 13:12:55		
Nb Samples	: 9240		
Programming Time	: 23/09/03 20:25:31		
Access by GTI	: Yes		
Program by PM	: Yes		
Memory Full After	: 242.6 Days		
Mode	: Conventional		
Delay	: 0:00:00		
Sampling Rate	: 0:00:30		
Pressure Start	: Trigger 19.9 psia		
Sampling Type	: Multi Shot		
Sensor	Measurement	Range	Unit
Pressure	4620	10000	psia
Temperature	4620	300	degF

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

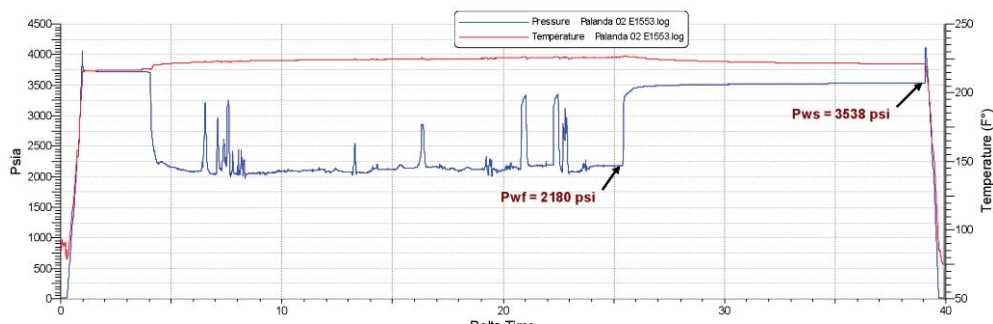
Prueba de presión del pozo Palanda 2



SERVICIO DE MEMORY GAUGE

OPERADORA:	CONSORCIO PALANDA - YUCA SUR	POZO:	PALANDA 02
ARENA:	USUP + U INF	PERFORACIONES:	
FECHA INGRESO:	17-sep	FECHA SALIDA:	19-sep
ELECTRONICA:	E1553	PROFUNDIDAD:	9772 FT
TECNICO:	ING. OSWALDO VALLEJO		

PRESION Y TEMPERATURA VS DELTA TIEMPO



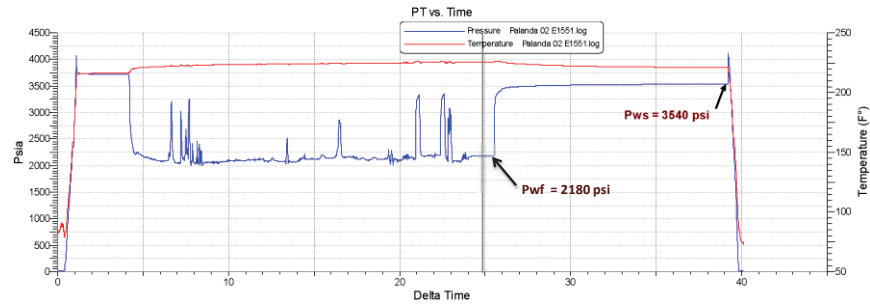
ANEXO #11 Pruebas de presión



SERVICIO DE MEMORY GAUGE

OPERADORA:	CONSORCIO PALANDA - YUCA SUR	POZO:	PALANDA 02
ARENA:	USUP + U INF	PERFORACIONES:	
FECHA INGRESO:	17-sep	FECHA SALIDA:	19-sep
ELECTRONICA:	E1551	PROFUNDIDAD:	9772 FT
TECNICO:	ING. OSWALDO VALLEJO		

PRESION Y TEMPERATURA VS DELTA TIEMPO

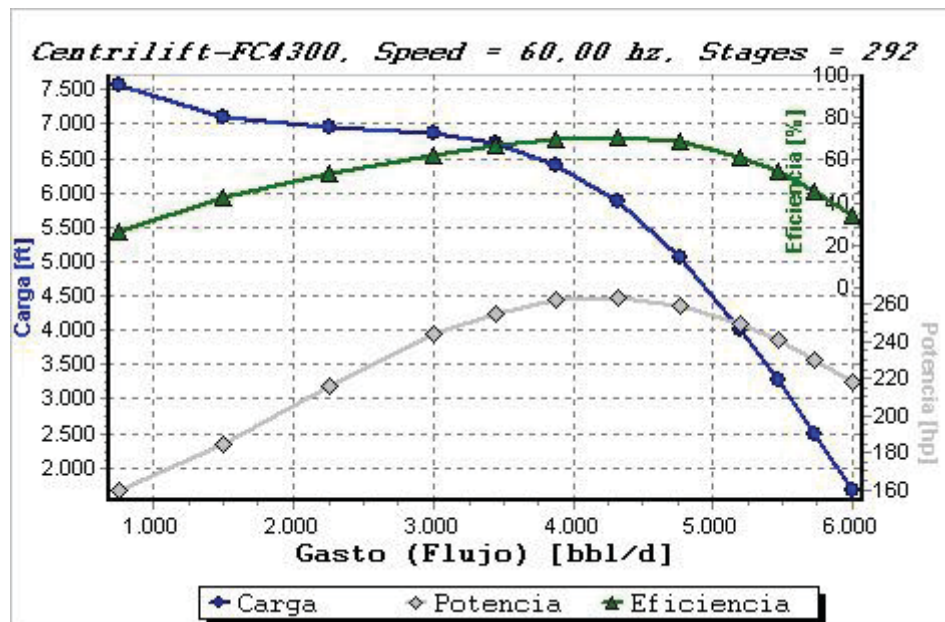


Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

ANEXO # 12 Curvas de comportamiento de las bombas BES a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba FC4300 a 60 hz; 292 etapas;
pozo Pindo 5



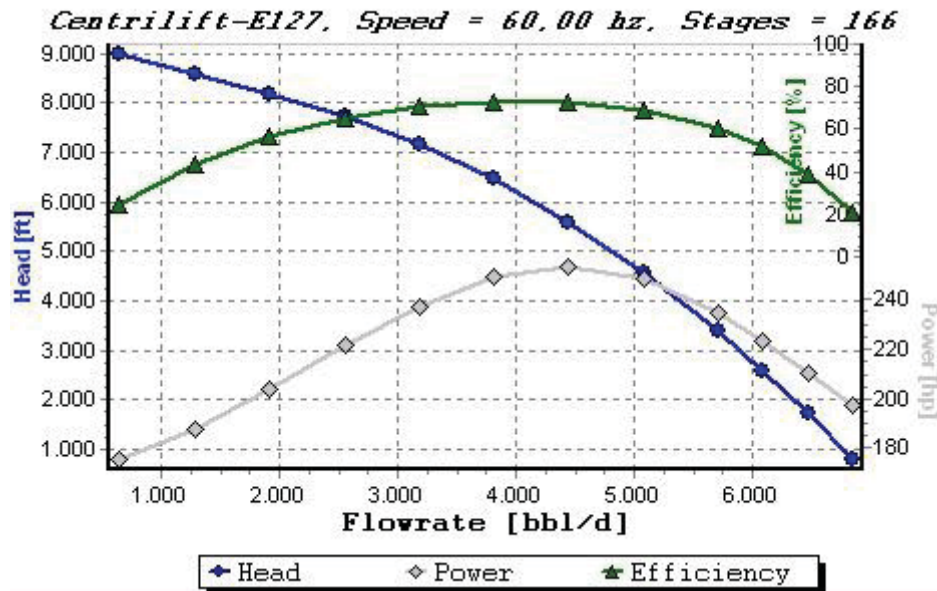
Centrilift-FC4300, Speed = 60.00 hz, Stages = 292

	Gasto (Flujo)	Carga	Eficiencia
	bbl/d	ft	%
1	750	7568.4	26.145
2	1500	7113.8	42.525
3	2250	6948.3	53.306
4	3000	6871.2	62.321
5	3440	6724.5	66.766
6	3880	6409.7	69.899
7	4320	5866.7	70.824
8	4760	5062.8	68.426
9	5200	4005.4	61.466
10	5466.7	3263.6	54.524
11	5733.3	2473.4	45.294
12	6000	1669.1	33.749

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba E127 a 60 hz; 166 etapas; pozo Pindo 6



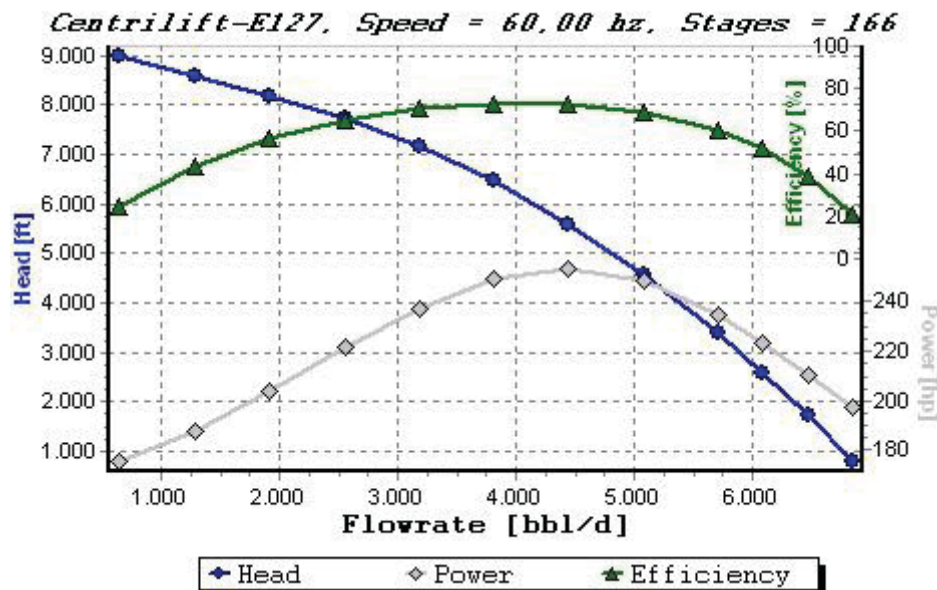
Centrilift-E127, Speed = 60,00 hz, Stages = 166

	Flow Rate	Head	Efficiency
	bbl/d	ft	%
1	637,5	8989,8	24,072
2	1275	8570,2	42,925
3	1912,5	8174,4	56,57
4	2550	7721,3	65,525
5	3180	7163	70,634
6	3810	6461,6	72,78
7	4440	5599,7	72,262
8	5070	4571,1	68,648
9	5700	3376,3	60,334
10	6080	2576,4	51,681
11	6460	1717,6	38,878
12	6840	799,37	20,411

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba E127 a 60 hz; 166 etapas; pozo Pindo 7



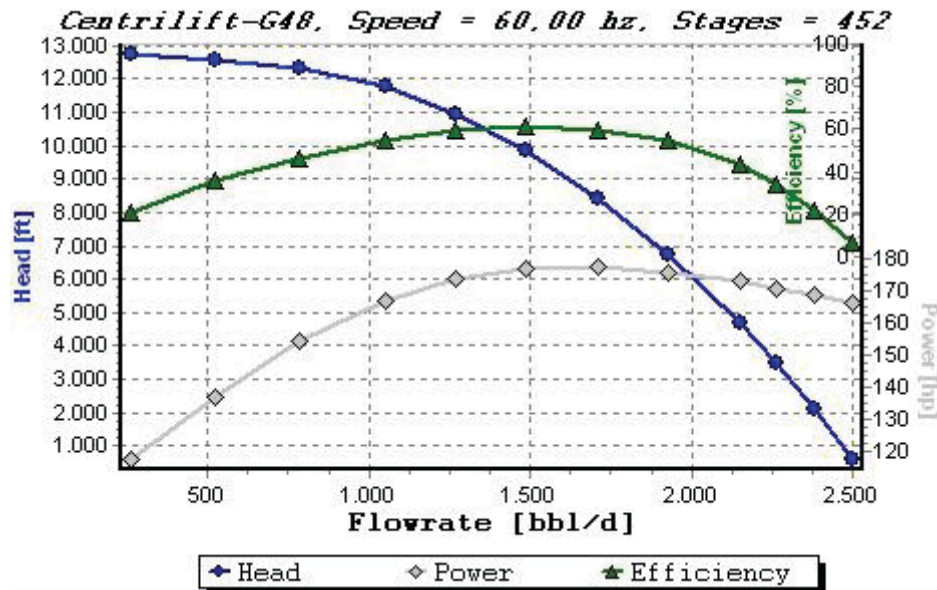
Centrilift-E127, Speed = 60.00 hz, Stages = 166

	Flow Rate	Head	Efficiency
	bbl/d	ft	%
1	637.5	8989.8	24.072
2	1275	8570.2	42.925
3	1912.5	8174.4	56.57
4	2550	7721.3	65.525
5	3180	7163	70.634
6	3810	6461.6	72.78
7	4440	5599.7	72.262
8	5070	4571.1	68.648
9	5700	3376.3	60.334
10	6080	2576.4	51.681
11	6460	1717.6	38.878
12	6840	799.37	20.411

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba G48 a 60 hz; 452 etapas, pozo Pindo 9



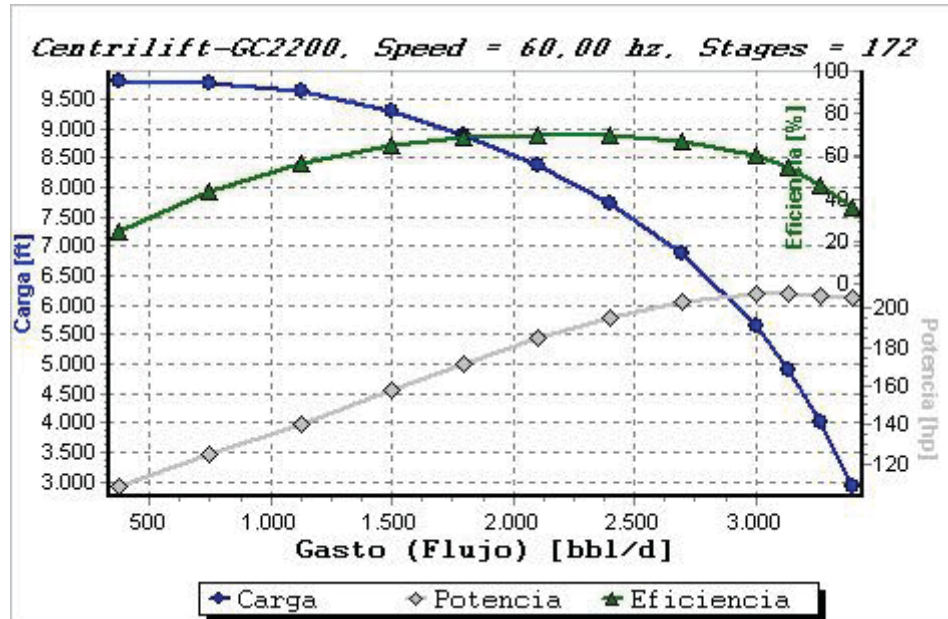
Centrilift-G48, Speed = 60,00 hz, Stages = 452

	Flow Rate	Head	Efficiency
	bbl/d	ft	%
1	262,5	12751	21
2	525	12563	35,444
3	787,5	12334	46,38
4	1050	11776	54,557
5	1270	10973	59,107
6	1490	9853,1	61,095
7	1710	8434,3	59,845
8	1930	6726,5	54,358
9	2150	4705,3	43,095
10	2266,7	3479,3	33,983
11	2383,3	2118,9	22,039
12	2500	592,54	6,5556

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

**Curva de comportamiento de la bomba GC2200 a 60 hz; 172 etapas;
pozo Pindo 11**



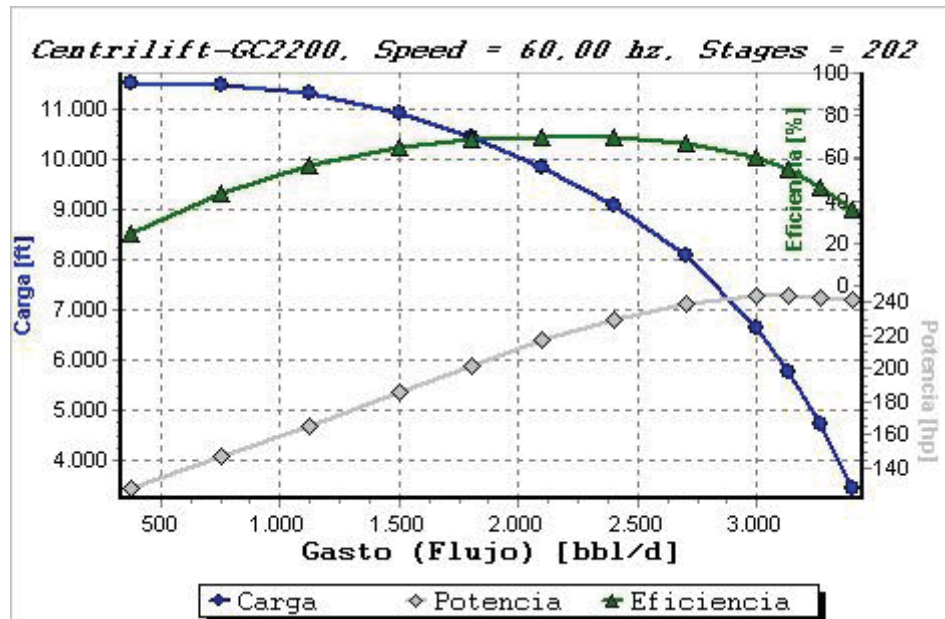
Centrilift-GC2200, Speed = 60.00 hz, Stages = 172

	Gasto (Flujo)	Carga	Eficiencia
-	bbl/d	ft	%
1	375	9809,8	24,982
2	750	9782,9	43,335
3	1125	9638,4	56,657
4	1500	9298,1	64,989
5	1800	8891,1	68,588
6	2100	8374,9	70,096
7	2400	7729,7	69,793
8	2700	6876,9	67,15
9	3000	5650,4	60,158
10	3133,3	4916,1	54,593
11	3266,7	4020,4	46,687
12	3400	2923,4	35,595

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

**Curva de comportamiento de la bomba GC2200 a 60 hz; 202 etapas;
pozo Pindo 13**



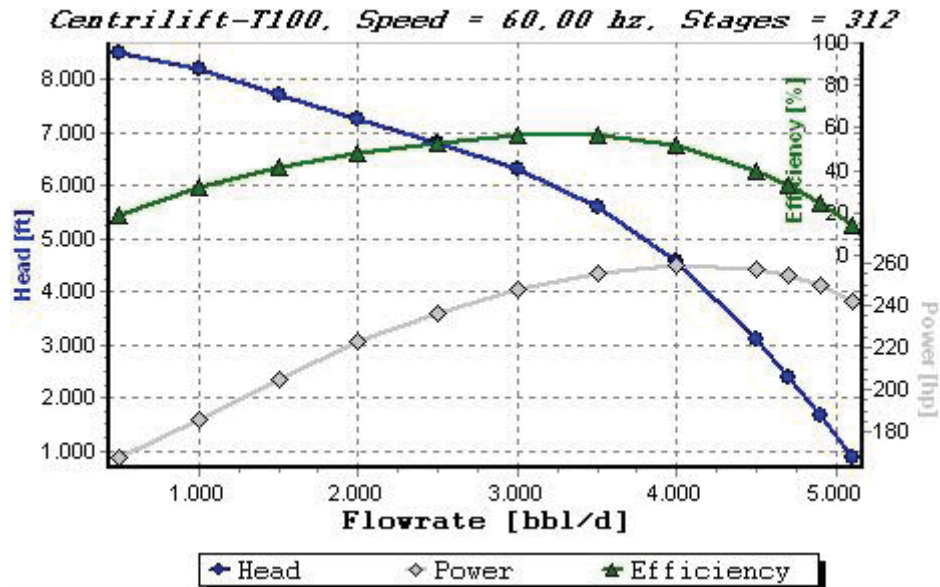
Centrilift-GC2200, Speed = 60.00 hz, Stages = 202

	Gasto (Flujo)	Carga	Eficiencia
	bbl/d	ft	%
1	375	11521	24,982
2	750	11489	43,335
3	1125	11320	56,657
4	1500	10920	64,989
5	1800	10442	68,588
6	2100	9835,7	70,096
7	2400	9077,9	69,793
8	2700	8076,4	67,15
9	3000	6635,9	60,158
10	3133,3	5773,6	54,593
11	3266,7	4721,7	46,687
12	3400	3433,3	35,595

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba T100 a 60 hz; 312 etapas; pozo Pindo 14;



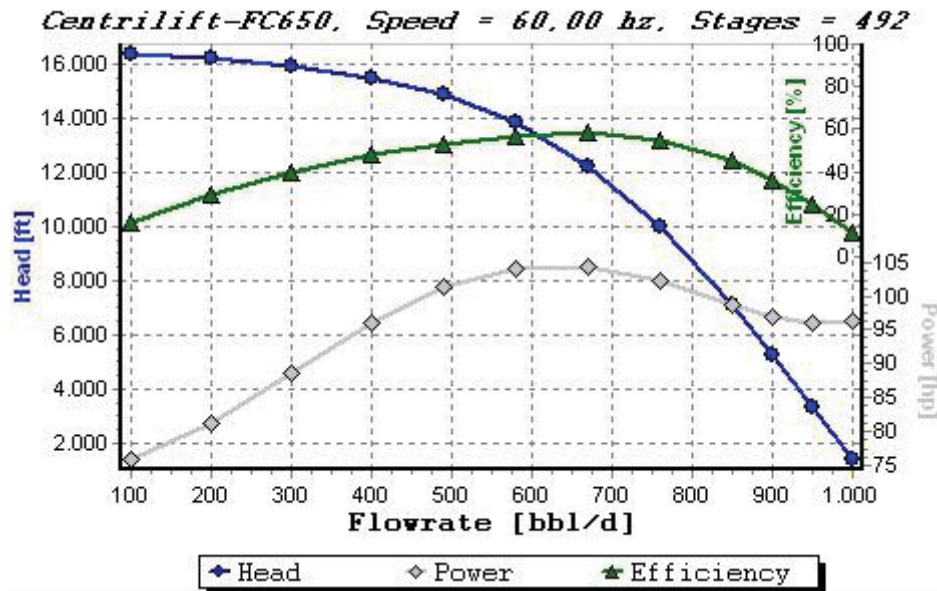
Centrilift-T100, Speed = 60,00 hz, Stages = 312

	Flow Rate	Head	Efficiency
	bbl/d	ft	%
1	500	8491,3	18,611
2	1000	8191,6	32,42
3	1500	7706,5	41,465
4	2000	7232,9	47,869
5	2500	6793,8	52,862
6	3000	6297,9	56,242
7	3500	5599,7	56,595
8	4000	4559,2	51,843
9	4500	3102	39,911
10	4700	2408,3	32,741
11	4900	1664,8	24,059
12	5100	887,62	13,752

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba FC650 a 60 hz; 492 etapas; pozo Pindo Este-1



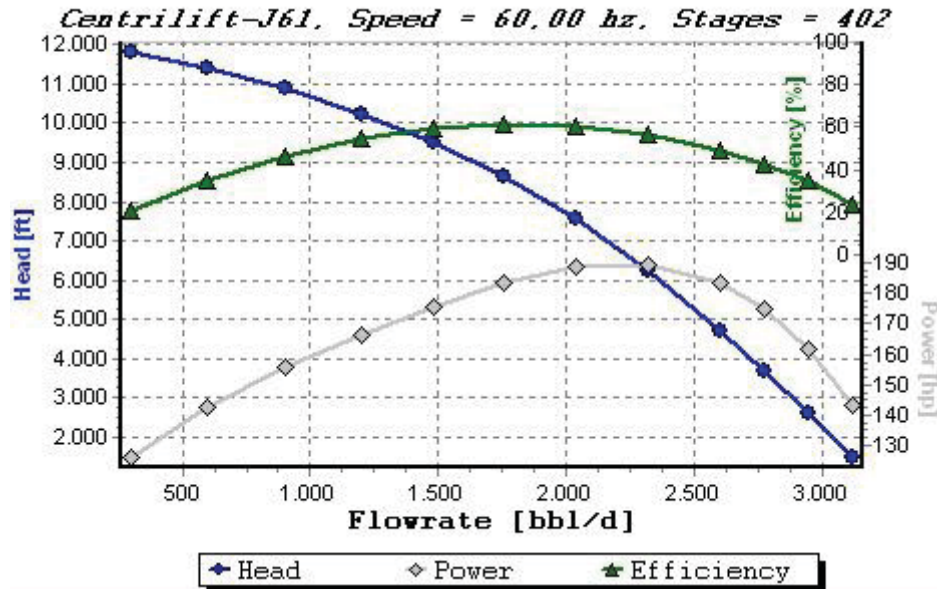
Centrilift-FC650, Speed = 60.00 hz, Stages = 492

	Flow Rate	Head	Efficiency
	bbl/d	ft	%
1	100	16403	15.935
2	200	16236	29.513
3	300	15951	39.816
4	400	15532	47.654
5	490	14907	53.122
6	580	13876	56.906
7	670	12283	58.085
8	760	10031	54.958
9	850	7132.7	45.218
10	900	5298.6	36.193
11	950	3370.4	24.548
12	1000	1426.8	10.899

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba J61 a 60 hz; 402 etapas; pozo
Palanda 2



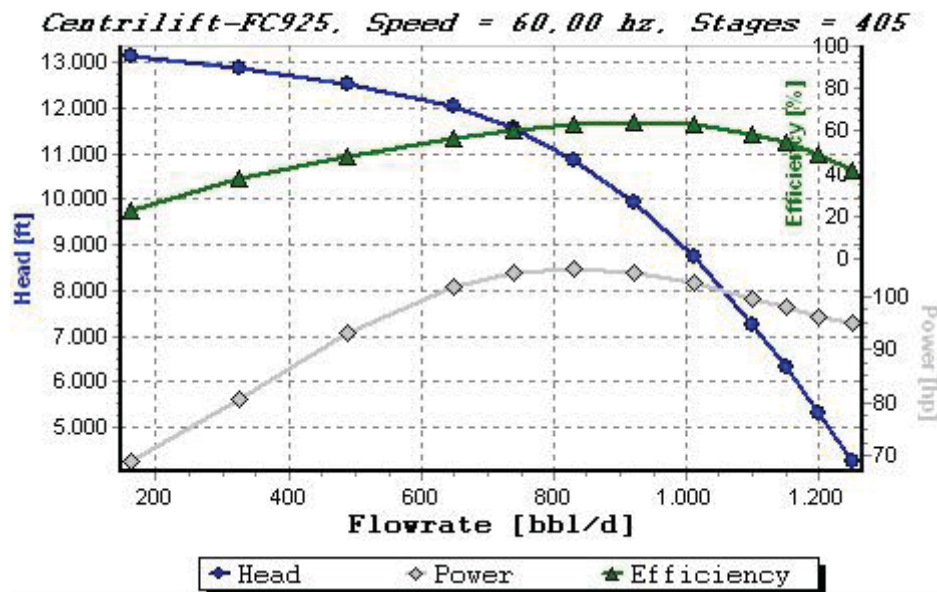
Centrilift-J61, Speed = 60,00 hz, Stages = 402

	Flow Rate	Head	Efficiency
	bbl/d	ft	%
1	300	11819	20,705
2	600	11416	35,368
3	900	10887	46,392
4	1200	10246	54,337
5	1480	9522,5	59,013
6	1760	8638,1	60,971
7	2040	7553,1	60,116
8	2320	6241,9	56,296
9	2600	4707,3	49,191
10	2773,3	3663,5	42,839
11	2946,7	2572,5	34,559
12	3120	1465,9	23,556

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba FC925 a 60 hz; 405 etapas; pozo
Palanda 4



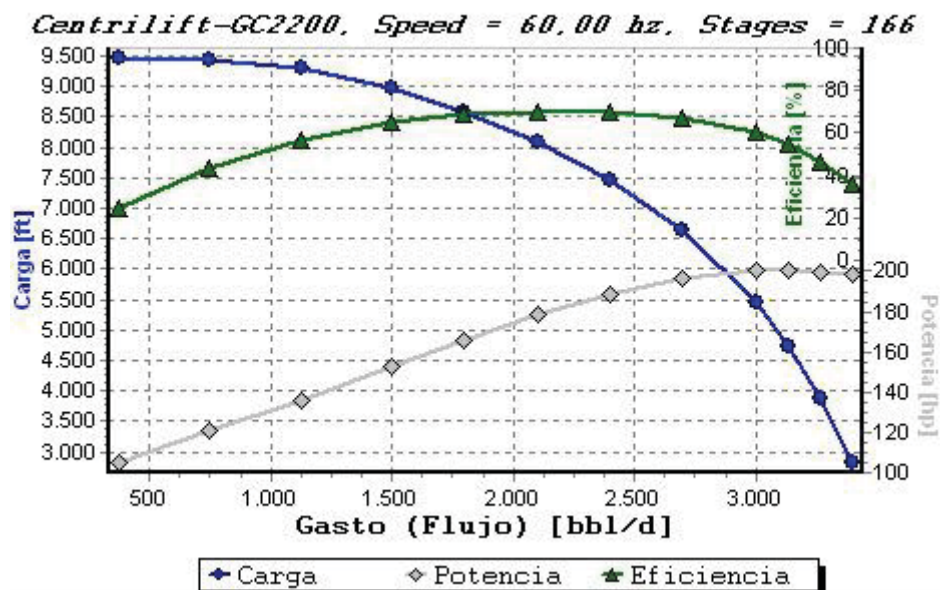
Centrilift-FC925, Speed = 60,00 hz, Stages = 405

	Flow Rate	Head	Efficiency
	bbl/d	ft	%
1	162,5	13134	22,851
2	325	12863	38,139
3	487,5	12531	48,334
4	650	12016	56,422
5	740	11544	60,164
6	830	10868	63,007
7	920	9940,4	64,345
8	1010	8733,4	63,317
9	1100	7245,4	58,861
10	1150	6308,5	54,508
11	1200	5306,7	48,635
12	1250	4256,7	41,202

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

**Curva de comportamiento de la bomba GC2200 a 60 hz; 166 etapas;
pozo Yuca Sur 1**



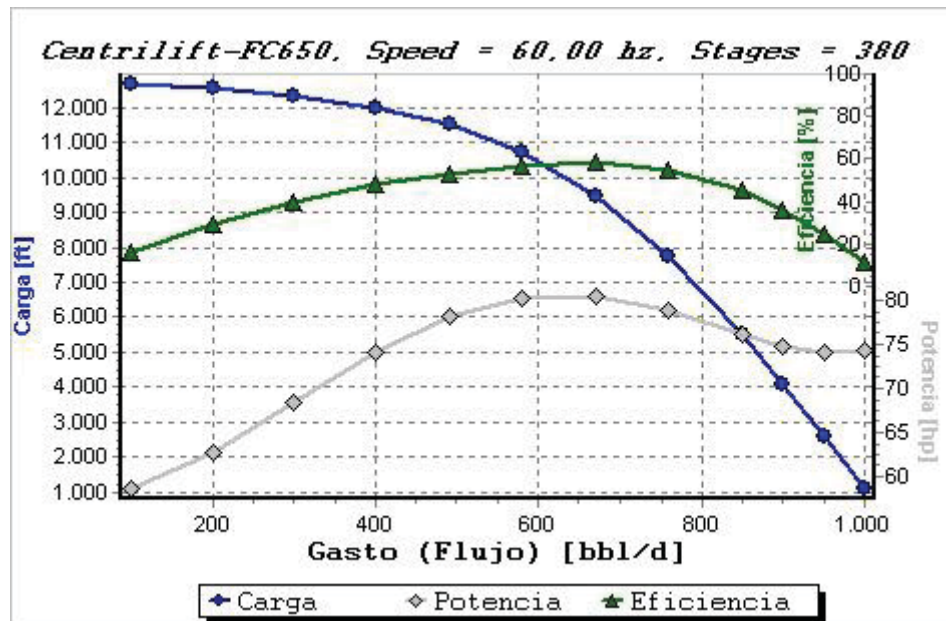
Centrilift-GC2200, Speed = 60,00 hz, Stages = 166

	Gasto (Flujo)	Carga	Eficiencia
	bbl/d	ft	%
1	375	9467,6	24,982
2	750	9441,6	43,335
3	1125	9302,2	56,657
4	1500	8973,7	64,989
5	1800	8580,9	68,588
6	2100	8082,8	70,096
7	2400	7460	69,793
8	2700	6637	67,15
9	3000	5453,3	60,158
10	3133,3	4744,7	54,593
11	3266,7	3880,2	46,687
12	3400	2821,4	35,595

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba FC650 a 60 hz; 380 etapas; pozo Yuca Sur 4



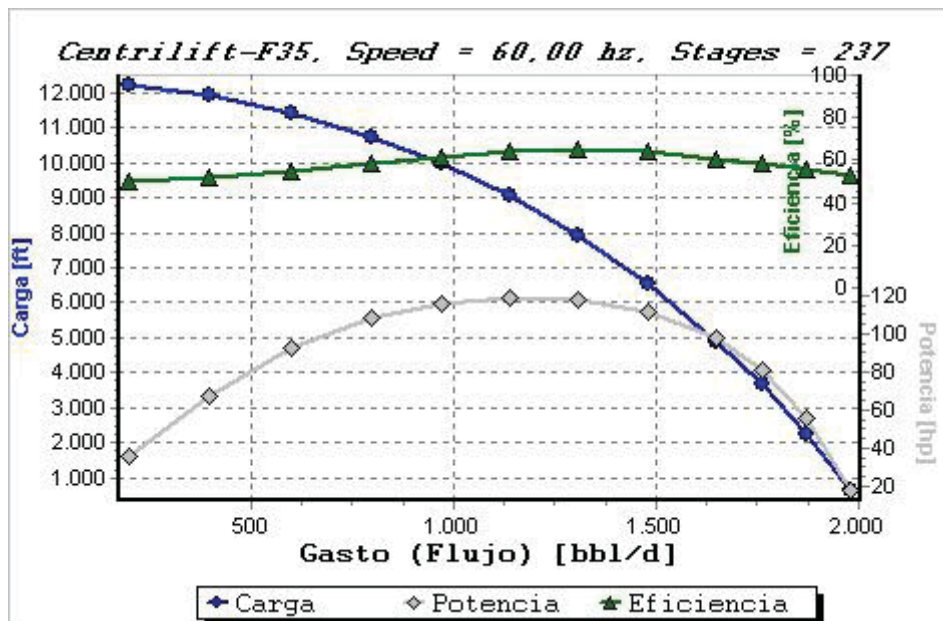
Centrilift-FC650, Speed = 60.00 hz, Stages = 380

	Gasto (Flujo)	Carga	Eficiencia
	bbl/d	ft	%
1	100	12669	15.935
2	200	12540	29.513
3	300	12320	39.816
4	400	11996	47.654
5	490	11513	53.122
6	580	10717	56.906
7	670	9486.9	58.085
8	760	7747.6	54.958
9	850	5509	45.218
10	900	4092.4	36.193
11	950	2603.1	24.548
12	1000	1102	10.899

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba F35 a 60 hz; 237 etapas; pozo Yuca Sur 12



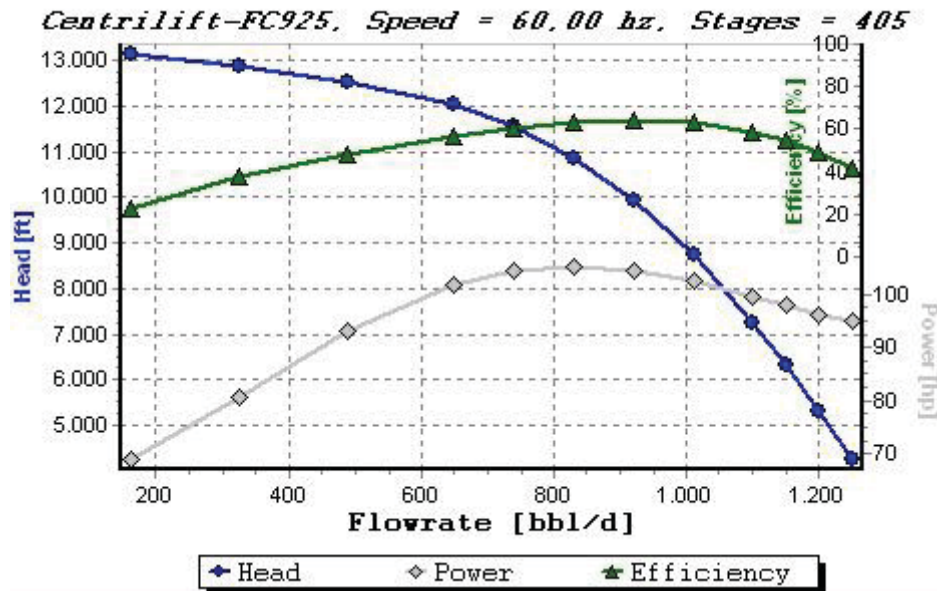
Centrilift-F35, Speed = 60,00 hz, Stages = 237

	Gasto (Flujo)	Carga	Eficiencia
	bbl/d	ft	%
1	200	12219	50,255
2	400	11906	51,889
3	600	11425	54,665
4	800	10749	58,391
5	970	10001	61,594
6	1140	9074	64,007
7	1310	7940,9	64,906
8	1480	6567,3	63,838
9	1650	4908	60,835
10	1760	3655,3	58,169
11	1870	2238,8	55,373
12	1980	636,53	53,022

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba FC925 a 60 hz; 405 etapas; pozo Yuca Sur 14



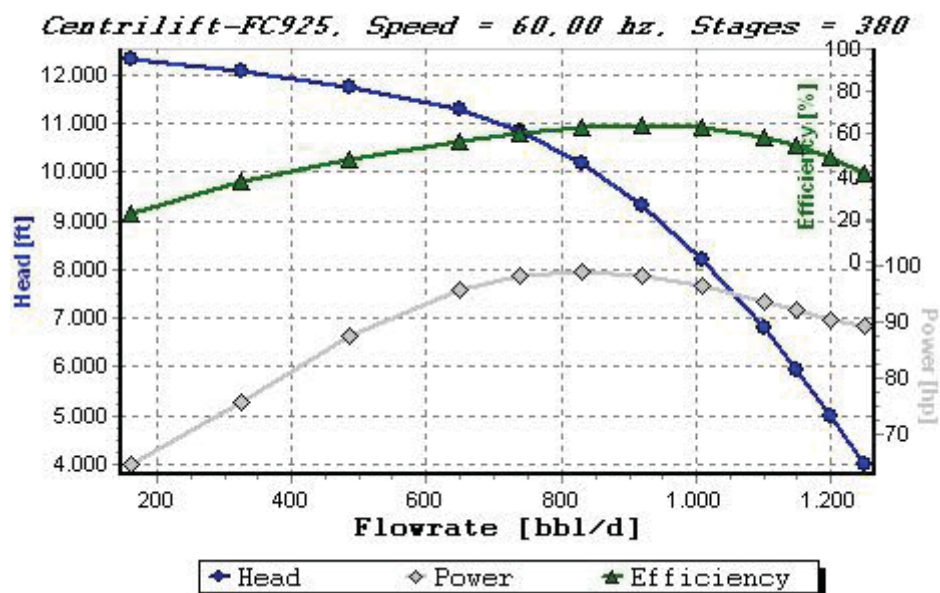
Centrilift-FC925, Speed = 60.00 hz, Stages = 405

	Flow Rate	Head	Efficiency
-	bbl/d	ft	%
1	162,5	13134	22,851
2	325	12863	38,139
3	487,5	12531	48,334
4	650	12016	56,422
5	740	11544	60,164
6	830	10868	63,007
7	920	9940,4	64,345
8	1010	8733,4	63,317
9	1100	7245,4	58,861
10	1150	6308,5	54,508
11	1200	5306,7	48,635
12	1250	4256,7	41,202

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #12 Curvas de Comportamiento de las bombas a 60 hz

Curva de comportamiento de la bomba FC925 a 60 hz; 380 etapas; pozo Yuca Sur 19



Centrilift-FC925, Speed = 60,00 hz, Stages = 380

	Flow Rate	Head	Efficiency
	bbl/d	ft	%
1	162,5	12323	22,851
2	325	12069	38,139
3	487,5	11758	48,334
4	650	11275	56,422
5	740	10832	60,164
6	830	10197	63,007
7	920	9326,8	64,345
8	1010	8194,3	63,317
9	1100	6798,2	58,861
10	1150	5919,1	54,508
11	1200	4979,1	48,635
12	1250	3993,9	41,202

Fuente: Software Pipesim 2008.1 Demo

ANEXO #13 Datos del Contrapeso

ANEXO # 13 Datos del Contrapeso

C-912D-427-144 C-912D-365-144 C-640D-365-144	C-640D-305-144 C-456D-305-144	C-640D-256-144 C-456D-256-144 C-320D-256-144	C-640D-365-120 C-456D-365-120	C-640D-305-120 C-456D-305-120	C-456D-256-120 C-320D-256-120	C-456D-213-120 C-320D-213-120 C-228D-213-120
144"	144"	144"	120"	120"	120"	120"
- 650 lbs.	- 520 lbs.	- 400 lbs.	+ 570 lbs.	- 120 lbs.	+ 55 lbs.	0 lbs.
94110CA	94110CA	94110CA	94110CA	8495CA	8495CA	8495CA
6,190	6,360	6,480	8,670	5,570	5,740	5,685
-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
23,710	23,970	-	29,415	-	-	-
28,995	29,285	-	35,670	-	-	-
34,285	-	-	-	-	-	-
21,475	21,725	21,845	26,765	20,430	20,595	-
26,550	26,825	-	32,775	25,365	-	-
31,625	-	-	-	-	-	-
19,125	19,360	19,480	23,980	18,305	18,470	18,415
23,130	23,385	23,505	28,725	22,250	22,415	-
27,130	27,410	-	33,465	26,190	-	-
16,250	16,470	16,590	20,580	15,505	15,670	15,615
19,345	19,580	19,700	24,240	18,555	18,725	18,670
22,435	22,690	22,810*	27,905	21,610	21,775	-
14,565	14,775	14,895	18,585	13,845	14,010	13,955
17,565	17,790	17,910	22,135	16,810	16,975	16,920
20,565	20,810	20,930*	25,690	19,770	19,935	19,880
12,935	13,135	13,255	16,650	12,285	12,450	12,395
15,840	16,055	16,175	20,095	15,175	15,345	15,290
18,745*	18,980	19,100*	23,535	18,070	18,235*	18,180**
11,025	11,200	11,340	14,385	10,475	10,645	10,590
12,965	13,165	13,285	16,690	12,445	12,615	12,560
14,905*	15,115	15,235*	18,985	14,410	14,580*	14,525*
9,775	9,960	10,080	12,910	9,185	9,355	9,300
11,545	11,740	11,860	15,005	10,970	11,140	11,085
13,315	13,520	*13,640	17,105	12,755	12,920	12,865

Fuente: tomado de General Catalog Lufkin, Oil Field Produc Groups

ANEXO #14 Geometrías de bombas las bombas jet

ANEXO # 14 Geometrías de bombas jet de la compañía KOBE

KOBE						
ÁREAS ANULARES $A_s = (A_T - A_N)$ [pulg ²]						
Boquilla	A -	A	B	C	D	E
1		0.0035	0.0053	0.0076	0.0105	0.0143
2	0.0029	0.0046	0.0069	0.0098	0.0136	0.0184
3	0.0037	0.006	0.0089	0.0127	0.0175	0.231
4	0.0048	0.0077	0.0115	0.0164	0.0227	0.0308
5	0.0062	0.01	0.0149	0.0211	0.0293	0.0397
6	0.008	0.0129	0.0192	0.0273	0.0378	0.0513
7	0.0104	0.0167	0.0248	0.0353	0.0488	0.0663
8	0.0134	0.0216	0.032	0.0456	0.0631	0.0856
9	0.0174	0.0278	0.0414	0.0589	0.0814	0.1106
10	0.0224	0.036	0.0534	0.076	0.1051	0.1428
11	0.0289	0.0464	0.069	0.0981	0.1358	0.184
12	0.0374	0.0599	0.891	0.1268	0.1749	0.2382
13	0.0483	0.0774	0.1151	0.1633	0.2265	0.3076
14	0.0624	0.1001	0.1482	0.2115	0.2926	0.3974
15	0.0806	0.1287	0.192	0.2731	0.378	0.5133
16	0.1036	0.1668	0.2479	0.3528	0.4881	0.6629
17	0.1344	0.2155	0.3203	0.4557	0.6304	0.8562
18	0.1735	0.2784	0.4137	0.5885	0.8142	1.1058
19	0.2242	0.3595	0.5343	0.76	1.0516	1.4282
20	0.2896	0.4643	0.6901	0.9817	1.3583	1.8444

Fuente: tomado de Jet pumps Oil Wells-Guiberson Y OHI

Tamaños de boquillas y garganta de bombas jet

KOBE				NATIONAL				GUIBERSON				CLAW			
Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta		Boquilla		Garganta	
No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área	No.	Área
1	0.0024	1	0.0060	1	0.0024	1	0.0064	DD	0.0016	000	0.0044	1	0.0018	A	0.0046
2	0.0031	2	0.0077	2	0.0031	2	0.0081	CC	0.0028	00	0.0071	2	0.0030	B	0.0072
3	0.0040	3	0.0100	3	0.0039	3	0.0104	BB	0.0038	0	0.0104	3	0.0038	C	0.0104
4	0.0052	4	0.0129	4	0.0050	4	0.0131	A	0.0055	1	0.0143	4	0.0054	D	0.0142
5	0.0067	5	0.0167	5	0.0064	5	0.0167	A+	0.0075	2	0.0189	5	0.0074	E	0.0187
6	0.0086	6	0.0215	6	0.0081	6	0.0212	B	0.0095	3	0.0241	6	0.0094	F	0.0239
7	0.0111	7	0.0278	7	0.0103	7	0.0271	B+	0.0109	4	0.0314	7	0.0108	G	0.0311
8	0.0144	8	0.0359	8	0.0131	8	0.0346	C	0.0123	5	0.038	8	0.0122	H	0.0376
9	0.0186	9	0.0464	9	0.0167	9	0.0441	C+	0.0149	6	0.0452	9	0.0148	I	0.0447
10	0.0240	10	0.0599	10	0.0212	10	0.0562	D	0.0177	7	0.0531	10	0.0175	J	0.0526
11	0.0310	11	0.0774	11	0.0271	11	0.0715	E	0.0241	8	0.0661	11	0.0239	K	0.0654
12	0.0400	12	0.1000	12	0.0346	12	0.0910	F	0.0314	9	0.0804	12	0.0311	L	0.0796
13	0.0517	13	0.1292	13	0.0441	13	0.1159	G	0.0452	10	0.0962	13	0.0450	M	0.0957
14	0.0668	14	0.1668	14	0.0562	14	0.1476	H	0.0661	11	0.1195	14	0.0658	N	0.1119
15	0.0863	15	0.2154	15	0.0715	15	0.1879	I	0.0855	12	0.1452	15	0.0851	O	0.1445
16	0.1114	16	0.2783	16	0.0910	16	0.2392	J	0.1257	13	0.1772	16	0.1251	P	0.1763
17	0.1439	17	0.3594	17	0.1159	17	0.3046	K	0.1590	14	0.2165	17	0.1552	Q	0.2154
18	0.1858	18	0.4642	18	0.1476	18	0.3878	L	0.1963	15	0.2606	18	0.1950	R	0.2593
19	0.2400	19	0.5995	19	0.1879	19	0.4938	M	0.2463	16	0.3127	19	0.2464	S	0.3127
20	0.3100	20	0.7743	20	0.2392	20	0.6287	N	0.3117	17	0.375	20	0.3119	T	0.3760
21		21	1.0000					P	0.3848	18	0.4513	21	0.3821	U	0.4515
		22	1.2916							19	0.5424			V	0.5426
		23	1.6681							20	0.6518			W	0.6520
		24	2.1544												

Fuente: tomado de Jet pumps Oil Wells-Guiberson Y OHI

ANEXO #15 Especificaciones de las bombas tipo Pistón

ANEXO # 15 Especificaciones de bombas tipo pistón - Kobe

Bomba	Desplazamiento					PIE	Máxima velocidad de régimen (SPM)
	BPD por SPM		A velocidad de régimen (BPD)				
	Bomba	Motor	Bomba	Motor	Total		
Tipo A							
2 3/8 in. tubing							
2 x 13/16 - 13/16	1.15	1.2	139	145	284	1	121
2 x 1 - 13/16	1.15	2.15	139	260	399	0.545	121
2 x 1 - 1	2.10	2.15	255	260	515	1.000	121
2 x 1 - 13/16	3.25	2.15	393	260	653	1.546	121
2 x 1 3/16 - 13/16	1.15	3.30	139	399	538	0.353	121
2 x 1 3/16 - 1	2.10	3.30	255	399	654	0.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16	3.25	3.30	393	399	792	1.000	121
2 x 1 3/16 - 1 x 1	4.20	3.30	508	399	907	1.290	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 1	5.35	3.30	647	399	1046	1.647	121
2 x 1 3/16 - 1 3/16 x 1 3/16	6.50	3.30	787	399	1186	2.000	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 - 1	2.56	2.66	256	266	522	1	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1	2.56	5.02	256	502	758	0.520	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/8	3.67	5.02	367	502	868	0.746	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 1/4	4.92	5.02	492	502	994	1.000	100
2 1/2 x 1 1/4 - 1 7/16	7.03	5.02	703	502	1205	1.431	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/8	3.67	7.13	367	713	1080	0.522	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4	4.92	7.13	492	713	1205	0.700	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16	7.03	7.13	703	713	1416	1.000	100
2 1/2 x 1 1/2 - 1 1/2	7.45	7.55	745	755	1500	1.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/4	4.92	9.27	492	927	1419	0.521	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 7/16	7.03	9.27	703	927	1630	0.770	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 1/2	7.45	9.27	745	927	1672	0.820	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8	9.09	9.27	909	927	1836	1.000	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 1/4 x 1 1/4	9.84	7.13	984	713	1697	1.400	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 1/4	11.95	7.13	1195	713	1908	1.701	100
2 1/2 x 1 7/16 - 1 7/16 x 1 7/16	14.06	7.13	1406	713	2119	2.000	100
2 1/2 x 1 5/8 - 1 5/8 x 1 5/8	18.18	9.27	1818	927	2745	2.000	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 1 1/2 - 1 1/4	5.59	9.61	486	836	1322	0.592	87
3 x 1 1/2 - 1 3/8	7.43	9.61	646	836	1482	0.787	87
3 x 1 1/2 - 1 1/2	9.44	9.61	821	836	1657	1.000	87
3 x 1 1/2 - 1 3/4	14.00	9.61	1218	836	2054	1.480	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2	9.44	14.17	821	1233	2054	0.676	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4	14.00	14.17	1218	1233	2451	1.000	87
3 x 2 - 1 3/4	14.00	19.35	1218	1683	2901	0.727	87
3 x 1 3/4 - 1 1/4 x 1 1/4	11.18	14.17	973	1233	2206	0.800	87
3 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	18.88	14.17	1642	1233	2875	1.351	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	23.44	14.17	2093	1233	3326	1.675	87
3 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	28.00	14.17	2436	1233	3669	2.000	87
4 1/2 in. tubing							
4 x 2 - 1 3/4	14.40	21.44	1109	1651	2760	0.687	77
4 x 2 - 2	21.00	21.44	1617	1651	3268	1.000	77
4 x 2 - 2 3/8	32.50	21.44	2503	1651	4154	1.541	77
4 x 2 3/8 - 2	21.00	32.94	1617	2536	4153	0.649	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8	32.60	32.94	2503	2536	5039	1.000	77
4 x 2 3/8 - 2 x 1 3/4	35.40	32.94	2726	2536	5262	1.094	77
4 x 2 3/8 - 2 x 2	42.00	32.94	3234	2536	5770	1.299	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2	53.50	32.94	4120	2536	6656	1.650	77
4 x 2 3/8 - 2 3/8 x 2 3/8	65.00	32.94	5005	2536	7541	2.000	77

ANEXO #15 Especificaciones de las bombas tipo Pistón

Especificaciones de bombas tipo pistón - Kobe

Tipo B							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 3/8 - 1 3/16	3.15	4.54	381	549	930	0.700	121
2 x 1 3/8 - 1 3/8	4.50	4.54	544	549	1093	1.000	121
2 x 1 3/8 - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	4.54	750	549	1299	1.380	121
2 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	4.54	914	549	1463	1.680	121
2 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	4.54	1076	549	1625	1.980	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 3/4 - 1 1/2	7.44	10.96	744	1096	1840	0.685	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 3/4	10.86	10.96	1086	1096	2182	1.000	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	10.96	1452	1096	2548	1.336	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	10.96	1794	1096	2890	1.652	100
2 1/2 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	10.96	2136	1096	3232	1.957	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 2 1/8 - 1 7/8	15.96	21.75	1388	1892	3280	0.740	87
3 x 2 1/8 - 2 1/8	21.55	21.75	1875	1892	3767	1.000	87
3 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	21.75	2727	1892	4619	1.454	87
3 x 2 1/8 - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	21.75	3214	1892	5106	1.714	87
3 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	21.75	3700	1892	5592	1.974	87
Tipo D							
2 3/8 in. tubing							
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/8	4.50	7.79	544	943	1487	0.581	121
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/16 x 1 3/16	6.21	7.79	751	943	1694	0.802	121
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/16	7.55	7.79	914	943	1857	0.976	121
2 x 1 3/16 x 1 3/8 - 1 3/8 x 1 3/8	8.90	7.79	1076	943	2019	1.150	121
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 1/2	7.44	17.99	744	1799	2543	0.411	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 3/4	10.86	17.99	1086	1799	2885	0.608	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 1/2 x 1 1/2	14.52	17.99	1452	1799	3251	0.813	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 1/2	17.94	17.99	1794	1799	3593	0.976	100
2 1/2 x 1 7/16 x 1 3/4 - 1 3/4 x 1 3/4	21.36	17.99	2136	1799	3935	1.196	100
3 1/2 in. tubing							
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 1 7/8	15.96	35.74	1388	3109	4497	0.449	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8	21.55	35.74	1874	3109	4983	0.606	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 1 7/8 x 1 7/8	31.34	35.74	2726	3109	5835	0.882	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 1 7/8	36.94	35.74	3213	3109	6322	1.039	87
3 x 1 3/4 x 2 1/8 - 2 1/8 x 2 1/8	42.53	35.74	3700	3109	6809	1.197	87
Tipo E							
2 7/8 in. tubing							
2 1/2 x 1 3/4	40.63	35.45	2400	2092	4491	1.146	59
3 1/2 in. tubing							
3 x 2 1/8	71.70	62.77	4007	3515	7522	1.142	56

ANEXO #16 Historiales de Reacondicionamiento del campo Pindo

ANEXO # 16 Historiales de reacondicionamiento del Campo Pindo

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PINDO 5

COMPLETION	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before WO	BPPD_after WO
Pindo_1:Hi	1991/01/11	0			Completion	Hi:10322'-10341', Ti:10085'-10090', Ui:9863'-9880',Us:9760'-9771',BT:9041'- 9056'_4DPP	Hi:1760bppd,21.4API,6BSW _U:1037bppd,20BSW,14.9A PI_Ti:239bppd,0.5BSW,21A PI_BT:1771bppd,0.3BSW,22 .6API	0.00	1259.00
Pindo_5:Hs	1993/04/04	0			Completion	BT:9019'-9024'(5')_10DPP_Gun45/8", Us:9738'-9748'(10')_10DPP_Gun45/8", Ui:9818'-9831'(13')_9841'- 9862'(21')_4DPP_Gun45/8", Ti:10106'- 10116'(10')_4DPP_Gun45/8", Hs:10305'-10315'(9')_4DPP_Gun45/8", SQZ:Ui:9841'-9862'(21')	None	0.00	356.00
Pindo_5:Ti	1994/06/01	1	423.0	410.0	Sandschange_BES_Pulling	No_Data_Available	None	135.00	376.00
Pindo_5:Ui	1995/07/01	2	395.0	395.0	Sandschange_BES_Pulling	No_Data_Available	None	250.00	580.00
Pindo_5:Ui	1995/07/30	3	29.0		BES_Pulling	No_Data_Available	None	250.00	580.00
Pindo_5:BT	1997/06/01	4	672.0	665.0	Sandchange_BES_Pulling	No_Data_Available	None	146.00	792.00
Pindo_5:BT	2000/03/23	5	1026.0	1017.0	BES_Pulling	Escala_Circuited_Motor	None	282.00	458.00
Pindo_5:BT	2002/08/14	6	874.0	498.0	ArtificialLiftChange_Evaluati on_BUP	Escala_Pump_Plugged_Loss_Balan ce_Motor	BT:288bfpd,100BSW, BT:408bfpd,92BSW	324.00	345.00
Pindo_5:BT	2003/10/13	7	425.0		TubingCasingComunication	1_Tubing_Hole	None	182.00	265.00
Pindo_5:BT	2010/01/29	8	2300.0		TubingCasingComunication	Severe_Corrosion_283 joints with parafin	SL-SL Problems, Shifting Tool_fish operation	150.00	90.00
Pindo_5:Ui	2010/04/12	9	73.0		Re-Completion_Ui_Ti	Casing_Collapse @ 8322'	Hole @ Ty, Ti:1100 bpfd, 4%BSW, 24API, 3100psi Pe, 2400psi Pwf	110.00	800.00
Pindo_5:Ti	2010/05/10	10	28.0		BHA_Change_SandChange	Napo U inferior&superior U Invaded T inferior, Packer Faillure	BHA is changed	800.00	500.00
Pindo_5:Ti	2010/10/11	11	154.0	154.0	BES_Pulling	Flat_Cable_Collapsed, Casing Hole @ 8322 , 8217 y 7200 pies	BES_intake_intake @ 6900' +/-, Ui&Ti damage	209.00	80.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #16 Historiales de Reacondicionamiento del campo Pindo

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PINDO 6

COMPLETION	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before WO	BPPD_after_W O
Pindo_6:Ui	1993/07/31	0			Completion_Acidification	Hs:10399'-10408'(9')_4DPP_Gun5", Ti:10210'-10218'(8')_10231'- 10254'(23')_4DPP_Gun5", Ui:9940'- 9953'(13')_9957'- 9970'(13')_4DPP_Gun5", Us:9840'- 9853'(13')_9858'- 9865'(7')_4DPP_Gun5", BT:9128'- 9148'(20')_4DPP_Gun5", Hs:RMA_36gls_3500psi_0.3bpm	Hs:2688bfpd,100BSW, Ti:960bfpd,48BSW,12.8API, Ui:1344bfpd,24BSW,16.5AP I, Us:552bfpd,0.2BSW, BT:2040bfpd,85BSW	0.00	681.00
Pindo_6:Ui	1995/09/03	1	764.0	756.0	SolventTreatment_Evaluatio n_BUP_BES_Pulling	Severe_Escala, Ui:15HCl_12bbls_3000psi_0.5bpm, Antiescala_Treatment_JP1_Xileno_ Solvente_Mutual	Ui:864bfpd,26BSW,14API, Ui:1152bfpd,16.5BSW,14AP I	725.00	909.00
Pindo_6:Ui	1995/11/02	2	60.0	58.0	BES_Pulling	Motor_Burnt_Pump_Plugged	None	749.00	738.00
Pindo_6:Ui	1998/07/12	3	983.0	949.0	BES_Pulling_SolventTreatm ent	Escala_Pump_Plugged_Loss_Balan ce_Cable, Ui:Antiescala_Treatment_45bbls_10 00psi_0.5bpm	None	491.00	640.00
Pindo_6:Ui	1999/11/20	4	496.0	198.0	BES_Pulling	Lead_Melted_Pump_Plugged_Loss_ Balance_Motor, Escala,	None	541.00	855.00
Pindo_6:Ui	2000/03/02	5	103.0	100.0	BES_Pulling	Escala_Corrosion_Circuited_Cable	None	673.00	746.00
Pindo_6:Ui	2000/03/09	6	7.0	1.0	BES_Pulling	No_Data_Available	None	673.00	746.00
Pindo_6:Ui	2000/09/27	7	202.0	199.0	BES_Pulling	No_Data_Available	None	398.00	622.00
Pindo_6:Ui	2001/01/15	8	110.0	107.0	BES_Pulling	Shaft_Broken_Intake_Seal	None	590.00	627.00
Pindo_6:Ui	2002/10/20	9	643.0	247.0	BES_Pulling	No_Data_Available	None	491.00	467.00
Pindo_6:Ui	2002/10/26	10	6.0	3.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Cable	None	491.00	467.00
Pindo_6:Ui	2003/10/10	11	349.0	730.0	BES_Pulling	Severe_Corrosion_Loss_Balance_C able,	None	412.00	425.00
Pindo_6:Ui	2004/02/13	12	126.0	116.0	TubingCasingCommunication _BES_Pulling	Tubing_Hole_6108'	None	336.00	416.00
Pindo_6:Ui	2007/08/15	13	1279.0	1273.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Motor	None	317.00	324.00
Pindo_6:Ui	2007/10/21	14	67.0	59.0	BES_Pulling	Several_Damages_MLE_Cable	None	289.00	276.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #16 Historiales de Reacondicionamiento del campo Pindo

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PINDO 7

COMPLETION	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
Pindo_7:Hs	2000/12/01	0			Completion	Ui:9885-9900(15')_6DPP_Gun5", Ti:10130'-10150'(20')_6DPP_Gun5", Hs:10330'-10340'(10')_6DPP_Gun5"	Hs:882bfpd,42BSW, Hs:960bfpd,48BSW, Ti:529bfpd,38BSW, Ti:529bfpd,35BSW, Ui:588bfpd,22BSW	0.00	0.00
Pindo_7:Ui	2002/04/02	1	487.0	378.0	Sandschange_Evaluation_B UP_BES_Pulling	Corrosion_Escala_Paraffin	None	564.00	922.00
Pindo_7:Ui	2003/10/20	2	566.0	563.0	BES_Pulling	Pump_Plugged_Corrosion	None	481.00	499.00
Pindo_7:Ui	2004/08/10	3	295.0	289.0	TubingCasingCommunication _BES_Pulling	Damage_SL-SL	None	246.00	186.00
Pindo_7:Ui	2004/09/05	4	26.0	7.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Motor	None	186.00	374.00
Pindo_7:Ui	2006/10/31	5	786.0	736.0	Sandchange_BES_Pulling_ Others_Evaluation_BUP	Broken_Seal_Corrosion_Fish	Mechanic_Problems, U+T:768bfpd,43BSW,1940P wf,2435Pe, Ti:516bfpd,47BSW,23.3API, 1150Pwf	272.00	400.00
Pindo_7:Ti	2006/10/31	5			Sandchange_BES_Pulling_ Others_Evaluation_BUP	Broken_Seal_Corrosion_Fish	Mechanic_Problems, U+T:768bfpd,43BSW,1940P wf,2435Pe, Ti:516bfpd,47BSW,23.3API, 1150Pwf	272.00	400.00
Pindo_7:Ui	2009/10/31	6	1096.0	1070.0	BES_Pulling	Fluid_Optimization_Project	None	315.00	600.00
Pindo_7:Ti	2009/10/31	6			BES_Pulling	Fluid_Optimization_Project	None	315.00	600.00
Pindo_7:Ui	2010/03/31	7	151.0	151.0	BES_Pulling	Severe_Corrosion_Escala_Paraffin	Hole_Motor	600.00	720.00
Pindo_7:Ti	2010/03/31	7			BES_Pulling	Severe_Corrosion_Escala_Paraffin	Hole_Motor	600.00	720.00
Pindo_7:Ui	2011/05/15	8	410.0	410.0	BES_Pulling	Severe_Corrosion_Escala_Paraffin		220.00	335.00
Pindo_7:Ti	2011/05/15	8			BES_Pulling	Severe_Corrosion_Escala_Paraffin		220.00	335.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #16 Historiales de Reacondicionamiento del campo Pindo

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PINDO 9

COMPLETION	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
Pindo_9:Hi	2001/03/27	0			Completion_Acidification_S quezze_Reperforation	BT:9040'-9049'(9')_5DPP, Us:9739'- 9747'(8')_5DPP, Ui:9838'- 9844'(6')_9819'-9824'(5')_5DPP, Hi:10290'-10302'(12')_5DPP, Hi:10335'- 10338'_6DPP, SQZ:9727'- 10322'_200sxs_G, Hi:10290'- 10302'(12')_5DPP, Ui:9819'- 9824'(5')_9838'-9844'(6')_5DPP, Hi:29bbIsSandstone_Acid_15HCl_15 bbIs_3000psi_0.8bpm	Hi:762.24bfpd,10.4BSW, Ui:528bfpd,15.5BSW,16.2A PI, Us:120bfpd,100BSW, BT:216.16bfpd,0.09BSW,20. 4API, Hi:2448bfpd,77.76BSW,16.5 API, Hi:2223bfpd,77.25BSW, Hi:2470bfpd,77.86BSW, Hi:504.72bfpd,0BSW,22.5A PI,	0.00	764.00
Pindo_9:Hi	2002/12/04	1	617.0	607.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Motor	None	392.00	393.00
Pindo_9:Ui	2005/06/10	2	919.0	919.0	Sandchange_BES_Pulling_E valuation_BUP	Contaminated_Seals	Ui:336bfpd,27BSW, Hi+Ui:672bfpd,70BSW, Hi+Ui:120bfpd,41BSW	364.00	442.00
Pindo_9:Hi	2005/06/10	2			Sandchange_BES_Pulling_E valuation_BUP	Contaminated_Seals	Ui:336bfpd,27BSW, Hi+Ui:672bfpd,70BSW, Hi+Ui:120bfpd,41BSW	364.00	442.00
Pindo_9:Ui	2010/01/17	3	1682.0	1682.0	Sandchange_BES_Pulling_E valuation_	BT no production	BT: 72 BFPD_85BSW	186.00	150.00
Pindo_9:Hi	2010/01/17	3			Sandchange_BES_Pulling_E valuation_	BT no production	BT: 72 BFPD_85BSW	186.00	150.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PINDO 11

COMPLETION	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
Pindo_11:Ui	2001/06/06	0			Completion	Ui:9834'-9856'(22')_6DPP	Ui:1294bfpd,5.54BSW, Ui:1223bfpd,0BSW	0.00	1622.00
Pindo_11:Ui	2003/03/17	1	649.0	632.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Motor	None	1030.00	1100.00
Pindo_11:Ui	2006/04/19	2	1129.0	1113.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Motor_Corrosion	None	625.00	752.00
Pindo_11:Ui	2010/10/17	3	1642.0	1642.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Motor	None		

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #16 Historiales de Reacondicionamiento del campo Pindo

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PINDO 13

COMPLETION	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
Pindo_13:Ui	2006/07/16	0			Completion_Squeeze	Perf:9800'-9804'(4')_9824'- 9828'(4')_4DPP_Gun41/2", SQZ:9800'- 9804'_9824'-9828'_15HCl_9.5bbls_G, Ui:9834'- 9844'(10')_5DPP_Gun41/2"_1700'H2O	Ui:624bfpd,13BSW,1821Pwf ,2324Pe, Ui:624bfpd,11BSW	0.00	1262.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PINDO 14

COMPLETION	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
Pindo_14:Ui	2006/06/10	0			Completion	Ui:9794'-9828'(34')_5DPP_Gun41/2"	Ui:1200bfpd,77BSW	0.00	828.00
Pindo_14:Ui	2009/11/06	1	1245.0	1245.0	BES_Pulling	Fluid_Optimization_Project	None	350.00	630.00
Pindo_14:Ui	2010/02/05	2	91.0	91.0	BES_Pulling	Electric_Problems	Flat_Cable	630.00	720.00
Pindo_14:Ui	2010/03/30	3	53.0	53.0	BES_Pulling	Electric_Problems	Flat_Cable & MLE Problems	720.00	700.00
Pindo_14:Ui	2010/05/25	4	56.0	56.0	BES_Pulling	Electric_Problems	Flat_Cable & MLE Problems	667.00	507.00
Pindo_14:Ui	2010/07/22	5	58.0	58.0	BES_Pulling	Electric_Problems	Flat_Cable & MLE Problems	507.00	670.00
Pindo_14:Ui	2010/09/03	6	43.0	43.0	Quick_Conector_Faillure	Electric_Problems	Quick_Conector_Underbal ance	702.00	810.00
Pindo_14:Ui	2010/12/31	7	119.0	119.0	BES_Pulling	Electric_Problems	Flat_Cable & MLE Problems	790.00	800.00
Pindo_14:Ui	2011/08/14	8	226.0	226.0	BES_Pulling	Electric_Problems	Flat_Cable & MLE Problems	755.00	851.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #16 Historiales de Reacondicionamiento del campo Pindo

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PINDO ESTE-1

COMPLETION	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
PindoEste_1:BT	2003/10/03	0			Completion	Ui:9940'-9956'(16')_5DPP_Gun 41/2" _2750'H2O. BT:9098'- 9110'(12')_5DPP_Gun41/2" _2500'H2O	U:200bfpd,40BSW, Ui:594bfpd,28BSW, BT:563bfpd,20BSW,20.2API,2 7400ppmCl-, BT:531bfpd,17BSW,20.2API, BT: 531bfpd,3BSW,20.9API, BT:438bfpd,0.3BSW,20.9API	0.00	600.00
PindoEste_1:BT	2008/10/20	1	1844.0	1416.0	BES_Pulling	Damage_Cable, Corrosion_Severe, Escala, SL-SL_Problems to open_Tubing Punch	None	244.00	262.00
PindoEste_1:BT	2009/11/17	2	393.0	393.0	BES_Pulling	Damage_Cable, Corrosion_Severe, Escala	Re-design BES_Project	60.00	450.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #17 Historiales de Reacondicionamiento del campo Palanda-Yuca Sur

ANEXO # 17 Historiales de Reacondicionamiento del campo Palanda-Yuca Sur

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PALANDA 2

COMPLETION	WELLBORE	DATE	WC	TBP	Run_Life_BES	Objective	Events	Comments	BPPD_before WO	BPPD_after WO
Palanda_2:Ui	Palanda_2	1992/05/17	0			Completion	Ui:9854'-9864'(10')_9881'-9892'(11')_4DPP_Gun5", Ti:10157'-10166'(9')_4DPP_Gun4"	Ui:1608bfpd,0.5BSW,16A PI, Ti:240bfpd,31BSW	0.00	300.00
Palanda_2:Ui	Palanda_2	1992/06/18	1	32.0		ArtificialLiftChange	Artificial_Lift_Change_BES	None	300.00	768.00
Palanda_2:Ui	Palanda_2	1993/01/03	2	199.0	190.0	SandChange_Evaluation _BUP_BES_Pulling	High_Water_Cut	Us:456bfpd,56BSW	19.00	180.00
Palanda_2:Ui	Palanda_2	1993/04/22	3	109.0	95.0	Solvent_Evaluation_BUP _BES_Pulling	JP1_Xileno_J10_31bbis_0.4 bpm_3500psi,	Us:192bfpd,14BSW, Us:288bfpd,33BSW, Us+Ti:384bfpd,29%BSW	132.00	196.00
Palanda_2:Ti	Palanda_2	1993/04/22	3			Solvent_Evaluation_BUP _BES_Pulling	JP1_Xileno_J10_31bbis_0.4 bpm_3500psi,	Us:192bfpd,14BSW, Us:288bfpd,33BSW, Us+Ti:384bfpd,29%BSW	132.00	196.00
Palanda_2:Ui	Palanda_2	1994/09/16	4	512.0	502.0	Sandchange_Evaluation _BUP_BES_Pulling	Pump_Plugged_Escala	Ti:108bfpd,95BSW, Us:432bfpd,36BSW, Us:288bfpd,36BSW, Us+Ti:552bfpd,51BSW	81.00	215.00
Palanda_2:Ti	Palanda_2	1994/09/16	4			Sandchange_Evaluation _BUP_BES_Pulling	Pump_Plugged_Escala	Ti:108bfpd,95BSW, Us:432bfpd,36BSW, Us:288bfpd,36BSW, Us+Ti:552bfpd,51BSW	81.00	215.00
Palanda_2:Ui	Palanda_2	1998/09/06	5	1451.0	181.0	Reperforation_Evaluatio n_BUP_SolventTreatment _ArtificialLiftChange	Ti:10156'-10166'(10')_6DPP, Ui:9854'-9864'(10')_6DPP, Ti:12HCl_24bbis_3000psi_0.5 bpm	T:120bfpd,100BSW, Ti:1248bfpd,100BSW, Ui:1632bfpd,96BSW, Us:720bfpd,92BSW	0.00	0.00
Palanda_2:Us	Palanda_2	2000/05/19	6			Newperforation_Evaluati on_BUP_SandChange_A rtificialLiftChange	H:10338'-10348'(10')_10318'- 10328'(10')_6DPP_Gun33/8" Ts:10126'- 10136'(10')_6DPP_Gun33/8", Us:9854'- 9864'(10')_6DPP_Gun33/8"	Ui:1992bfpd,97BSW, Us:384bfpd,90BSW, Hi:264bfpd,100BSW, Hs+Hi:288bfpd,93BSW, Ti:1128bfpd,100BSW,Us: 384bfpd,51BSW,18.8API, Ts:No_flow	0.00	304.00
Palanda_2:Us	Palanda_2	2000/08/13	7	86.0	85.0	BES_Pulling	Damage_Cable	None	262.00	218.00
Palanda_2:Us	Palanda_2	2000/09/19	8	37.0	37.0	BES_Pulling	Metallic_Solids_Loss_Balan ce_Motor	None	218.00	72.00
Palanda_2:Us	Palanda_2	2002/12/28	9	830.0	50.0	BES_Pulling	Corrosion_Escala_ Loss_Balance_Cable_Motor	None	85.00	76.00
Palanda_2:Us	Palanda_2	2004/02/20	10	419.0	117.0	Acidification_BES_Pullin g	Sand_Pump_Plugged_Loss _Balance_Motor_Cable, Us:Rmatic_15HCl_500gls_Sa ndstone_Acid_500gls	Us:408bfpd,36BSW,17.2A PI	160.00	130.00

ANEXO #17 Historiales de Reacondicionamiento del campo Palanda-Yuca Sur

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PALANDA 4

COMPLETION	WELLBORE	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
Palanda_4-Ti	Palanda_4	1992/11/28	0			Completion	Ti:10026'-10035'(9)'_10043'-10064'(21')_4DPP_Gun5", Us:9794'- 9801'(7')_4DPP_Gun5", Ui:9817'- 9824'(7')_4DPP_Gun5"	T:2472bfpd,0.5BSW,27.1API, Ti:1200bfpd,0.5BSW,27.1API, NF, Ui:2400bfpd,53BSW,18.6API, Us:144bfpd,58BSW,14.6API	0.00	449.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	1993/06/26	1	210.0		BES_Installation	None	None	569.00	638.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	1997/12/02	2	1620.0	1416.0	Reperforation_BES_Pull ing	T:10026'-10035'(9)'_10043'- 10064'(21')_6DPP	Ti:816bfpd,31BSW	377.00	576.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	1998/02/26	3	86.0	70.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Cable	None	488.00	519.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	1999/10/29	4	610.0	461.0	BES_Pulling	Pump_Plugged_Loss_Bal ance_Motor_Cable	None	492.00	673.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	2000/08/18	5	294.0	295.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Cable_Da mage_Flat_Cable	None	608.00	516.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	2000/09/03	6	16.0	10.0	BES_Pulling_Evaluation_ BUP	Motor_Over_Temp	Ti:600bfpd,79BSW, Ti:552bfpd,62BSW, Ti:600bfpd,53BSW, Ti:600bfpd,47BSW,24API	516.00	575.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	2001/05/07	7	246.0	241.0	BES_Pulling_Evaluation_ BUP	Motor_Over_Temp, Corrosion	Ti:397bfpd,100BSW, Ti:603bfpd,55BSW, Ti:578bfpd,74.8BSW, Ti:588bfpd,49.59BSW	595.00	52.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	2001/06/04	8	28.0	13.0	BES_Pulling_Evaluation_ BUP	Packers_Faillure, Loss_Balance_Motor	Ti:896bfpd,55.52BSW, Ti:647.02bfpd,29.36BSW	52.00	305.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	2002/04/30	9	330.0	321.0	BES_Pulling_Evaluation_ BUP	Severe_Corrosion, Packer_Faillure	Ti:1232bfpd,54BSW, Ti:1296bfpd,65BSW, Ti:1200bfpd,51BSW	47.00	433.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	2003/03/06	10	310.0	305.0	BES_Pulling_Squeeze	Severe_Corrosion, SQZ:9753'-9830'	None	112.00	504.00
Palanda_4-Ti	Palanda_4	2011/05/15	11	2992.0	2990.0	BES_Pulling	None	None	220.00	298.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PRIMAVERA 1

COMPLETION	WELLBORE	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
Primavera_1-Ti	Primavera_1	1971/03/05	0			Completion_Squeeze_Fr acture	Ui:9688'-9696'(8')_4DPP, SQZ:Ui:9688'- 9696', Ti:9878'-9915'(37')_4DPP, Ti:9925'-9950'(25')_4DPP, Ti:9878'- 9915'-15HCL_200gal_4800psi_Fractur e_oil, SQZ:9925'-9926'-9948'-9950', SQZ:9925'-9927'-9948'-9950', SQZ:9694'-9696', SQZ:9688'- 9696'_2times	Ui:211bopd,4BSW,12.8API,45 GOR,6000ppmCl, Ti:206bopd,20BSW,23.4API,6 4GOR, Ti:27bopd,0.2BSW,27.5API	0.00	27.00
Primavera_1-Ti	Primavera_1	2005/11/04	1			Newperforation_Squeez e_BES_Pulling	Perf:9854'-9858'(4')_5DPP_Gun4", SQZ:9688'-9696'-14bbbls_G, Ti:9878'- 9915'(37')_9925'- 9950'(25')_5DPP_6800'H2O	Ti:675bfpd,0BSW,2180Pwf, Ti:744bfpd,0BSW,3571Pe,181 5Pwf, Ti:720bfpd,0BSW	0.00	601.00
Primavera_1-Ti	Primavera_1	2007/07/24	2	627.0	605.0	BES_Pulling	Corrosion_Loss_Balance_Motor_Cab le	None	192.00	306.00
Primavera_1-Ti	Primavera_1	2010/11/29	3	1224.0	1224.0	BES_Pulling	Corrosion_Loss_Balance_Motor_Cab le	None		

ANEXO #17 Historiales de Reacondicionamiento del campo Palanda-Yuca Sur

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUCA SUR 1

COMPLETION	WELLBORE	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objective	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1979/12/24	0			Completion	Ti:9897'-9907'(10')_4DPP, Ui:9618'-9645'(27')_4DPP, Ui:Natural_Flow, Ti:Plugged	Ti:260bfpd,95BSW, Ui:1330bfpd,0.2BSW,50psiPc	0.00	1330.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1981/11/11	1	688.0		BES_Installation	Reda_Pump_Installed	None	339.00	446.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1982/08/23	2	285.0	283.0	TubingCasingComunicati on	Tubing_Hole_6tbg	None	303.00	525.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1982/12/10	3	109.0	93.0	TubingCasingComunicati on	Tubing_Hole_2tbg	None	463.00	565.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1985/05/08	4	880.0	899.0	Acidification_Squeezze_R eperforation_Evaluation_ BUP_BES_Pulling	Ui:9650'-9652'(2')_2DPP, Ui:15HCl_500gal_3500psi_1.5bpm, SQZ:Ui:9618'- 9652'_110xs_H_4500psi, Ui:9618'- 9634'(16')_4DPP_Gun4" _1000'H2O	Ui:599bfpd,50BSW,900'FL, Sand_Problems	303.00	317.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1987/10/28	5	903.0	901.0	BES_Pulling	Flat_Cable_burned	None	306.00	220.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1988/08/07	6	284.0	280.0	BES_Pulling_Evaluation_ BUP	Ui:9618'-9634':2112bfpd,6BSW_ Sand_Problems	Ui:9618'- 9634',2112bfpd,6BSW	720.00	994.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1989/02/22	7	199.0	374.0	BES_Pulling	Pump_plugged,Motor_contaminated	None	882.00	371.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1990/03/21	8	392.0	385.0	BES_Pulling	Pump_plugged	None	207.00	315.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1990/07/18	9	119.0	114.0	TubingCasingComunicati on_BES_Pulling_Anticorr osion_Treatment	Tubing_Hole_1247', Sand_Problems	None	121.00	289.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1991/07/27	10	374.0	366.0	BES_Pulling	Pump_plugged,Motor_contaminated ,Sand_Problems	None	114.00	171.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1992/07/11	11	350.0	1.0	BES_Pulling	Sand_Problems	None	131.00	167.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1993/02/16	12	220.0	348.0	BES_Pulling	Motor_contaminated,Sand_Problem s, Escala	None	90.00	156.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	1994/09/05	13	566.0	216.0	BES_Pulling	Motor_contaminated,Sand_Problem s, Corrosion, Tubing_Hole_last_tbg	None	114.00	180.00
YucaSur_1:Hs	YucaSur_1	1998/03/24	14	1296.0	565.0	Evaluation_BUP_Newper foration_Sandchange_B ES_Pulling	Ti:9897'-9907',0bfpd, Hs:10046'- 10078'(32')_8DPP_TCP	Hs:315bppd,18BSW	145.00	355.00
YucaSur_1:Hs	YucaSur_1	1998/08/08	15	137.0	1271.0	BES_Pulling	Flat_Cable_Circuited	None	220.00	181.00
YucaSur_1:Hs	YucaSur_1	1999/11/08	16	457.0	133.0	BES_Pulling	Pump_plugged,Motor_contaminated ,Escala	None	196.00	220.00
YucaSur_1:Hs	YucaSur_1	2000/03/18	17	131.0	59.0	Others	Reparar fuga en el cabezal	None	328.00	401.00
YucaSur_1:Hs	YucaSur_1	2000/09/14	18	180.0	312.0	BES_Pulling_Sandchang e	Flat_Cable_burned	Mechanic_Failure_Sand_Ui_i nvaded	169.00	364.00
YucaSur_1:Hs	YucaSur_1	2001/01/19	19	127.0	133.0	BES_Pulling	Flat_Cable_Circuited	Mechanic_Failure_Sand_Ui_i nvaded	295.00	318.00
YucaSur_1:Hs	YucaSur_1	2004/08/12	20	1301.0	242.0	BES_Pulling	Pump_plugged,Corrosion	Mechanic_Failure_Sand_Ui_i nvaded	250.00	658.00
YucaSur_1:Hs	YucaSur_1	2010/09/08	21	2218.0	2218.0	BES_Pulling	Ui_Evaluation	None	192.00	98.00
YucaSur_1:Ui	YucaSur_1	2011/03/08	22	181.0	181.0	BES_Pulling_Sandchang e	Optimization_Fluid	Packer_Penetrator_Faillure	67.00	293.00

ANEXO #17 Historiales de Reacondicionamiento del campo Palanda-Yuca Sur

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva
HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUCA SUR 4

COMPLETION	WELLBORE	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
YucaSur_4:Ti	YucaSur_4	2001/05/22	0			Completion	M-2:9402'-9420'(18')_5DPP, Ui:9722'-9728'(6')_9736'-9742'(6')_5DPP, Ti:9954'-9966'(12')_5DPP, Hs:10153'-10158'(5')_10164'-10170'(6')_5DPP	Hs:672bfpd,50.86BSW, Ti:41.74bfpd,2.84BSW, Ui:0bfpd, M-2:0bfpd	0.00	952.00
YucaSur_4:Ti	YucaSur_4	2003/01/11	1	599.0	585.0	New_Perforations_Acidification_SandChange_BES_Pulling	Ti:9994'-10004'(10')_5DPP_Gun41/2", Ti:9954'-9966'_9994'-10004',RMA	Ti:360bfpd,9BSW, Ti:545bfpd,29BSW	104.00	328.00
YucaSur_4:Ti	YucaSur_4	2003/08/28	2	229.0	219.0	BES_Pulling	Corrosion,Solids,Pump_Plugged,Loss_Balance_Cable_Motor	None	111.00	175.00
YucaSur_4:Ti	YucaSur_4	2006/09/22	3	1121.0	939.0	BES_Pulling	Water_Invaded_Uinf	Ui:352bfpd,100BSW, Ti:240bfpd,100BSW	102.00	5.00
YucaSur_4:Ui	YucaSur_4	2006/11/22	4	61.0	12.0	SandChange_BES_Pulling	Ui:Open_SL-SL_9597'	Liquid_Level_Low, Down_Thrust_Risk	102.00	5.00
YucaSur_4:Ti	YucaSur_4	2006/11/22	4			SandChange_BES_Pulling	Ui:Open_SL-SL_9597'	Liquid_Level_Low, Down_Thrust_Risk	102.00	5.00
YucaSur_4:Ui	YucaSur_4	2009/11/18	5	1092.0	1092.0	BES_Pulling	None	None	102.00	120.00
YucaSur_4:Ti	YucaSur_4	2009/11/18	5			BES_Pulling	None	None	102.00	120.00
YucaSur_4:Ui	YucaSur_4	2010/11/01	6	348.0	348.0	BES_Pulling	None	None	116.00	80.00
YucaSur_4:Ti	YucaSur_4	2010/11/01	6	348.0	348.0	BES_Pulling	None	None	116.00	

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUCA SUR 12

COMPLETION	WELLBORE	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetive	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
YucaSur_12:Ti	YucaSur_12	2002/08/03	0			Completion	Ti:9924'-9928'(4')_9935'-9942'(7')_9955'-9973'(18')_5DPP	Ti:1680bfpd,11BSW,27.8API,	0.00	1772.00
YucaSur_12:Ti	YucaSur_12	2002/12/24	1	143.0	142.0	BES_Pulling	OutofOrder_Cable	None	1748.00	1618.00
YucaSur_12:Ti	YucaSur_12	2004/02/25	2	428.0	415.0	BES_Pulling	Corrosion_Loss_Balance_Cable	None	696.00	651.00
YucaSur_12:Ti	YucaSur_12	2005/06/10	3	471.0	581.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Motor	None	676.00	692.00
YucaSur_12:Ti	YucaSur_12	2008/09/21	4	1199.0	1077.0	BES_Pulling	Sand_Problems, Pumps_Plugged	None	516.00	532.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

ANEXO #17 Historiales de Reacondicionamiento del campo Palanda-Yuca Sur

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUCA SUR 14

COMPLETION	WELLBORE	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetivo	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
YucaSur_14:Ti	YucaSur_14	2003/04/04	0			Completion	Ti:9918'-9932'(14')_9938'- 9972'(34')_5DPP_Gun41/2" _5000'H2O.	Ti:1248bfpd,8BSW,27.3API	0.00	1044.00
YucaSur_14:Ti	YucaSur_14	2004/08/08	1	492.0	483.0	BES_Pulling	Damage_MLE	None	711.00	735.00
YucaSur_14:Ti	YucaSur_14	2005/11/10	2	459.0	433.0	BES_Pulling	Loss_Balance_Motor, Melted_Lead	None	608.00	668.00
YucaSur_14:Ti	YucaSur_14	2007/09/22	3	681.0	675.0	BES_Pulling	Corrosion_Solids_Loss_Balance_Motor	None	335.00	379.00
YucaSur_14:Ti	YucaSur_14	2008/11/20	4	425.0	413.0	BES_Pulling	MLE_Flat_Cable_Manufacture_Faillure	None	250.00	260.00
YucaSur_14:Ti	YucaSur_14	2009/08/09	5	262.0	266.0	BES_Pulling	Pothhead_Faillure	None	234.00	204.00
YucaSur_14:Ti	YucaSur_14	2010/12/01	6	479.0	479.0	BES_Pulling	MLE_Flat_Cable_Manufacture_Faillure	None	140.00	217.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL POZO YUCA SUR 14

COMPLETION	WELLBORE	DATE	WO#	TBP	Run_Life_BES	Objetivo	Events	Comments	BPPD_before_W O	BPPD_after_W O
YucaSur_19:Ti	YucaSur_19	2006/07/31	0			Completion	Ti:9968'-9980'(12')_9994- 10000'(6')_5DPP_Gun41/2" 1700'H2O	Ti:528bfpd,15BSW,29API	0.00	877.00
YucaSur_19:Ti	YucaSur_19	2009/08/23	1	1119.0	1118.0	BES_Pulling	None	None	415.00	500.00
YucaSur_19:Ti	YucaSur_19	2009/11/24	2	93.0	93.0	BES_Pulling	Pothhead_Faillure	None	500.00	470.00
YucaSur_19:Ti	YucaSur_19	2010/01/06	3	43.0	43.0	BES_Pulling	Pothhead_Faillure	None	450.00	463.00

Fuente: Departamento de Exploración y Desarrollo del Consorcio Petrosud-Petroriva